

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Estudo da integração de sistemas fotovoltaicos de um edifício de balanço energético nulo (NZEB)

Patrícia Isabel Gomes Manteiga

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e Ambiente

Dissertação orientada por:
Professor Miguel Centeno Brito
Professora Marta João Nunes Oliveira Panão

***“When something is important enough, do it,
even if the odds are not in your favor.”***

Elon Musk

Agradecimentos

O meu sincero agradecimento a um conjunto de pessoas importantíssimas e factos que levaram à entrega final deste documento, garantindo a minha determinação em concluir esta etapa.

A estas agradeço incomensuravelmente as “injeções” de motivação, esta que foi desvanecendo ao longo do tempo, e de resiliência a fim de atingir todos os objetivos que defini inicialmente no meu percurso académico.

Agradeço aos meus orientadores, professora Marta Panão e professor Miguel Brito, por me terem acompanhado e por terem disponibilizado o seu tempo na orientação da dissertação.

Tenho também o dever de agradecer à Patrícia Silva que se identificou comigo e me motivou a concluir o mestrado e a não desistir no período em que me encontrava em formação profissional. Agradeço ainda à Marta Eiras pelo apoio psicológico e à Adriana Oliveira o exemplo e pressão que estabeleceu ao ser a primeira de nós a entregar a dissertação, sendo que estava exatamente sob as mesmas pressões e cargas horárias de trabalho. Acrescento ainda o agradecimento ao José e ao Nuno, muito importantes para me relembrares todos os dias do que estava pendente.

Os amigos que levo da faculdade para a vida, que me acompanharam durante todos estes anos e os que tive prazer de conhecer melhor nestes dois últimos, Mónica, Pedro Teles e José Caixeiro, foram todos fundamentais nesta etapa. Um obrigado gigante e especial à Sara Marcelo, Vera Reis, Cláudia Fernandes, Carole Guerreiro, João Santos, Catarina Nunes, André Tai e Pedro Pedrosa que me incentivaram não só durante e na fase final da dissertação, quaisquer que fossem as circunstâncias em que me encontrava, mas também por me orientarem inicialmente no “mundo profissional”. Todos contribuíram para a minha evolução e forma de ser hoje.

Às amigas de uma vida, Cláudia Viegas, Catarina Santos e Catarina Rodrigues que me apoiaram nesta jornada. Agradeço em especial à minha companheira de tese, Cláudia Viegas, que sempre me incentivou e esteve presente quando precisava.

Ressalvo ainda um agradecimento muito especial ao meu namorado, Telmo Batalha, que foi o meu maior apoio nas diferentes fases da elaboração desta dissertação, particularmente na fase final. Muito obrigado pela (imensa, mais que imensa) paciência, sermões, interesse e carinho que demonstraste.

E por fim, o maior agradecimento devo-o aos meus pais, uma vez que me educaram e que sempre investiram na minha formação para que tivesse um futuro melhor, um futuro que me proporcionaram. Obrigada por tudo, pelo apoio, compreensão, amor, pela pressão q.b e até pelas múltiplas advertências em terminar a minha formação académica.

Last but not least, um obrigado especial e gigantesco à minha irmã que teve muito impacto nesta jornada. Apesar de estar longe fisicamente nunca deixou de me motivar e apoiar. É um exemplo para mim.

Muito obrigada a todos.

Resumo

Um contínuo crescimento populacional e uma procura de energia cada vez mais acentuada, levou as grandes potências mundiais a procurar medidas de forma a diminuir o elevado consumo energético. Neste panorama, os edifícios comerciais e residenciais são responsáveis por cerca de 40% do consumo total de energia na União Europeia. O crescimento deste setor causa o aumento do consumo, tornando-se relevante implementar medidas e tecnologias inovadoras no sentido de reduzir o consumo da energia utilizada e produzir esta a partir de fontes de energia renovável.

Esta dissertação consiste na análise custo-benefício, com base na metodologia de custo-ótimo, da utilização de estratégias de eficiência energética em edifícios de balanço energético nulo (NZEB), nomeadamente a produção de energia solar fotovoltaica no local. Desta forma foi realizado um estudo da Biblioteca Municipal Laureano Santos para analisar se a utilização de tecnologia solar fotovoltaica (PV) permite atingir os requisitos de um edifício de balanço energético nulo (NZEB). Posteriormente procurou-se compreender os custos e os benefícios num investimento na construção de um NZEB e a adoção de estratégias de forma a atingir os critérios de um NZEB.

Os resultados indicam que a integração de PV no regime de autoconsumo permite diminuir significativamente a energia primária de um edifício típico de serviços em 53%. Já para um edifício típico residencial, a integração desta tecnologia permite uma diminuição de 40% da energia primária inicial. Se for considerado a venda à rede do excedente de energia produzida, esta diminuição é ainda mais acentuada, na ordem dos 76% e dos 78% para as duas tipologias de edifícios, respetivamente.

Os resultados permitem também confirmar que o custo-ótimo desta tecnologia varia consoante a área de integração do sistema solar fotovoltaico, da taxa de atualização aplicada e também da consideração de venda de energia produzida excedente, parâmetros que foram estudados nesta dissertação.

Palavras-Chave: NZEB; Energia solar fotovoltaica; Edifício de serviços; Edifício residencial; Custo-ótimo.

Abstract

The progressive population growth and an ever-increasing demand for energy has led the great world powers to take action in order to reduce the energy consumption. In this scenario, commercial and residential buildings are responsible for nearly 40% of total energy consumption in the European Union. The growth of this sector causes an increase in consumption and it is important to implement innovative measures and technologies to reduce the energy consumption and to produce it from renewable sources.

The dissertation consists in analyzing the cost-benefit of energy use of efficiency strategies in net zero energy buildings (NZEB), namely the cost-optimal of the implementation of PV solar energy system on-site or nearby to produce the energy needs. A study of a service building, Laureano Santos Library, was carried out in order to analyze if the use of solar photovoltaic (PV) technology allows to reach the requirements of a net zero energy building (NZEB). It was also analyzed the costs and benefits of an investment in the construction of a NZEB and the adoption of strategies in order to reach the criteria of a NZEB.

The results show that PV systems allow to decrease the primary energy of a typical service building in 53%. Whereas for a typical residential building, this technology decreases the primary energy in 40%. If considered selling the energy surplus produced, this decrease enhances to 76% and 78%, respectively.

The results obtained confirm that the cost-optimal of PV technology depends of the installed area, the applied discount rate and the sale of the energy surplus produced. All parameters that were studied in this dissertation.

Keywords: NZEB; Solar photovoltaic energy; Services Building; Residential Building; Cost-Optimal.

Índice

Agradecimentos.....	iv
Resumo.....	v
Abstract	vi
Índice de Figuras	viii
Índice de Tabelas.....	x
Acrónimos.....	xii
Capítulo 1 – Introdução.....	1
1.1. Objetivos e Estrutura da Dissertação.....	4
Capítulo 2 – Edifício de Balanço Energético Nulo, NZEB.....	6
2.1. Enquadramento.....	6
2.2. Conceito	6
2.3. Legislação	8
2.4. Metodologia Custo-Ótimo.....	8
Capítulo 3 – Métodos.....	14
3.1. Perfil de consumo de energia	14
3.2. Sistema tarifário	16
3.3. Perfil de produção de energia.....	21
3.4. Análise económica	26
3.5. Curva de Custo-Ótimo	29
Capítulo 4 – Resultados e Discussão.....	33
4.1. Caso de estudo - setor de serviços.....	33
4.2. Caso de estudo – setor residencial.....	43
4.3. Análise económica	51
4.3.1. Curva de Custo-Ótimo	54
Capítulo 5 – Conclusões.....	62
Referências.....	65
Anexos.....	68
1. Tabela resumo da BPIE: indicação dos principais aspetos das definições nacionais NZEB na UE28 (e Noruega)	68
2. Ficha técnica Módulo PEPV 250 - 270 W – <i>Eurener</i>	70

Índice de Figuras

Figura 1 – Representação percentual de cada EM da UE-28 referente à energia proveniente de recursos renováveis do total de consumo de energia final. Comparação entre 2017 e 2004. (Fonte: Eurostats, 2019).....	2
Figura 2 – Representação gráfica da contribuição de energia proveniente de fontes de energia renovável na produção de energia elétrica. (Fonte: Eurostat (Eurostats, 2019).).....	3
Figura 3 - Estrutura e elementos do sistema de funcionamento de um NZEB (Fonte: Deng et al., 2014)	7
Figura 4 – Representação gráfica NZEB e nZEB.	8
Figura 5 – Validação dos principais parâmetros da definição de um NZEB. (Fonte: Ferreira, Almeida, Rodrigues, & Silva, 2016)	10
Figura 6 – Fases da metodologia de Custo Ótimo (Fonte: Brandão De Vasconcelos, Pinheiro, Manso, & Cabaço, 2016).....	12
Figura 7 – Representação gráfica de uma curva de custo-ótimo (Fonte: (Ferrara et al., 2018). .	12
Figura 8 – Custo-ótimo de cada medida de eficiência energética considerada. (Fonte: Ferreira, Almeida, Rodrigues, & Silva, 2016).	13
Figura 9 - Tarifas de Venda a Clientes Finais (Fonte: ERSE) (ERSE, 2017a)	17
Figura 10 - Características da climatologia de Rio Maior, <i>Solterm</i>	21
Figura 11- Cobertura da Biblioteca Municipal Laureano Santos: a) <i>Google Earth</i> ; b) Em modelo <i>SketchUp</i> : zona demarcada a verde representa a área disponível para implementação de sistema solar fotovoltaico. (Guerreiro, 2016).....	23
Figura 12 - Esquema do cálculo da distância (d) necessária entre módulos PV.	25
Figura 13 – Preço médio para sistemas solares fotovoltaicos entre 10 kWp a 100 kWp em coberturas de edifícios (Fonte: Fraunhofer Institute For Solar Energy Systems, 2019)	27
Figura 14 - Preço médio para sistemas solares fotovoltaicos entre 3 kWp a 10 kWp em coberturas de edifícios (Fonte: Fraunhofer Institute For Solar Energy Systems, 2019)	28
Figura 15 – Metodologia de custo ótimo: definição dos parâmetros.	30
Figura 16 – Curva de custo-ótimo (Ferrara et al., 2018).	32
Figura 17 – Biblioteca Municipal Laureano Santos: a) Vista frontal do <i>Google Earth</i> ; b) Modelo geométrico em <i>SketchUp</i> . (Guerreiro, 2016)	33
Figura 18 – Consumo elétrico diário para o setor de serviços.	34
Figura 19 – Diagrama de carga anual do edifício de serviços.....	34
Figura 20 – Distribuição do consumo elétrico do edifício de serviços.	35
Figura 21 - Diagrama de carga elétrico representativo de uma semana típica de verão e de inverno, setor de serviços.	35
Figura 22 - Diagrama de carga elétrico representativo de um dia típico de verão e inverno, setor de serviços.....	36
Figura 23 – Diagrama de carga de energia elétrica e energia produzida pelo sistema solar fotovoltaico de 29,7 kWp.	38
Figura 24 – Representação do excedente e do défice de energia elétrica do sistema de 29,7 kWp.	38
Figura 25 – Representação horária do consumo, produção, autoconsumo e necessidade final de energia elétrica para 4 dias típicos, sistema de 29,7 kWp.	39
Figura 26 - Consumo final e excedente e balanço de energia elétrica, sistema 29,7 kWp.....	41
Figura 27 – Valores dos custos e proveitos de energia à RESP e balanço destes custos, setor de serviços.....	42

Figura 28 - Consumo elétrico diário para o setor residencial.....	43
Figura 29 - Diagrama de carga anual do edifício residencial.....	44
Figura 30 - Diagrama de carga elétrico representativo de uma semana típica de verão e de inverno, setor residencial.....	44
Figura 31 - Diagrama de carga elétrico representativo de um dia típico de verão e inverno, setor de serviços.....	45
Figura 32 - Diagrama de carga de energia elétrica e energia produzida pelo sistema solar fotovoltaico de 3,25 kWp.....	47
Figura 33 - Representação do excedente e do déficit de energia elétrica do sistema de 3,25 kWp.....	47
Figura 34 - Representação horária do consumo, produção, autoconsumo e necessidade final de energia elétrica para 4 dias típicos, sistema de 3,25 kWp.....	48
Figura 35 - Consumo final e excedente e balanço de energia elétrica, sistema 3,25 kWp.....	50
Figura 36 - Valores dos custos e proveitos de energia à RESP e balanço destes custos, caso residencial.....	50
Figura 37 – Variação do VAL com a taxa de atualização e a área de PV instalada, setor de serviços.....	52
Figura 38 - Variação do VAL com a taxa de atualização e a área de PV instalada, setor residencial.....	54
Figura 39 - Curva de custo-ótimo, edifício de serviços apenas com auto-consumo.....	55
Figura 40 – Curva de custo-ótimo com venda de energia à rede, setor de serviços.....	56
Figura 41 - Curva de custo-ótimo com aumento do preço de compra da eletricidade de 2%/ano, edifício de serviços apenas com auto-consumo.....	57
Figura 42 - Curva de custo-ótimo, edifício residencial apenas com auto-consumo.....	58
Figura 43 - Curva de custo-ótimo com venda de energia à rede, setor residencial.....	59
Figura 44 - Curva de custo-ótimo com aumento do preço de compra da eletricidade de 2% /ano, residencial.....	60

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Classificação dos clientes finais em BTN. (Fonte: ERSE) (ERSE, 2016).....	15
Tabela 2 - Consumo médio de energia elétrica por consumidor em Rio Maior. (Fonte: PORDATA) (PORDATA, 2018)	16
Tabela 3 - Níveis de tensão do SEN. (Fonte: EDP) (EDP, 2018)	16
Tabela 4 - Valores da tarifa de acesso às redes em BTN (> 20,7 kVA) respetivos a 2014. (Fonte: ERSE).....	18
Tabela 5 – Parcela da tarifa aplicada pelo comercializador à Biblioteca Municipal Laureano Santos (Guerreiro, 2016).	18
Tabela 6 - Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN (> 20,7 kVA), em vigor 2014. (FONTE: ERSE) (ERSE, 2014)	19
Tabela 7 - Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN (> 20,7 kVA), em vigor 2018. (Fonte: ERSE) (ERSE, 2018).....	19
Tabela 8 - Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN (<20,7 kVA), em vigor 2018. (Fonte: ERSE) (ERSE, 2018).....	20
Tabela 9 - Ciclo Diário para BTN em Portugal Continental. (Fonte: ERSE) (ERSE, 2018).....	20
Tabela 10 - Dados mensais de irradiação global horizontal, difusa e direta e temperatura ambiente máxima, mínima e média para Rio Maior.	22
Tabela 11 - Área disponível de cobertura para integração de sistemas PV.....	23
Tabela 12 - Características do módulo PV. (Quality, 2018)	24
Tabela 13 - Parâmetros do local.	24
Tabela 14 – Valores de variação dos parâmetros em estudo.....	31
Tabela 15 – Área, Potência e Custo do investimento dos sistemas PV em estudo, setor de serviços.	37
Tabela 16 – Energia anual produzida por cada potência do sistema solar fotovoltaico estudada, setor de serviços.	37
Tabela 17 - Valores dos parâmetros estudados, setor de serviços.....	40
Tabela 18 - Área, Potência e Custo do investimento dos sistemas PV em estudo, setor residencial.	46
Tabela 19 - Energia anual produzida por cada potência do sistema solar fotovoltaico estudada, setor residencial.....	46
Tabela 20 - Valores dos parâmetros estudados, setor residencial.	49
Tabela 21 – Parâmetros fixos, setor de serviços.	51
Tabela 22 – Parâmetros de análise económica, setor de serviços.	51
Tabela 23 – Valores do custo unitário da energia produzida, TIR, Tr e ROI, sector de serviços.	52
Tabela 24- Parâmetros fixos, setor residencial.....	53
Tabela 25 - Parâmetros de análise económica, setor residencial.....	53
Tabela 26 - Valores do custo unitário da energia produzida, TIR, Tr e ROI, sector residencial.	53
Tabela 27 - Valor de energia primária antes e após implementação de PV, A=100% e a=3%, setor de serviços.....	56
Tabela 28 - Valor de energia primária antes e após implementação de PV, A=100% e a=3%, setor de serviços.....	57
Tabela 29 - Valor de energia primária antes e após implementação de PV, A=25% e a=3%, setor residencial.	59

Tabela 30 - Valor de energia primária antes e após implementação de PV, $A=25\%$ e $a=3\%$, setor residencial.	60
Tabela 31 – Síntese dos resultados obtidos.	63

Acrónimos

AT	Alta Tensão
AEA	Agência Europeia do Ambiente
BT	Baixa Tensão
BTN	Baixa Tensão Normal
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN C	Baixa Tensão Normal Classe C
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
EM /EMs	Estado Membro / Estados Mesmbros
EP	<i>Envelope Performance</i>
EPBD	<i>Energy Performance of Buildings Directive</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EU	<i>European Union</i>
FCT – UNL	Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa
FER	Fontes de Energia Renovável
LCOE	<i>Levelized cost of energy</i>
MU	Média Utilização
MT	Média Tensão
NUTS	Unidades Territoriais para Fins Estatísticos
NZEB	<i>Net-Zero Enegy Building</i> (Edifício de Balanço Energético Nulo)
nZEB	<i>Nearly-Zero Energy Building</i> (Edifício de Balanço Energético Quase-Nulo)
OH	<i>Overheating Indicator</i>
PORDATA	Base de Dados de Portugal Contemporâneo
PV	<i>Photovoltaics</i>
REHVA	<i>Federation of European Heating, Ventilation and Air Conditioning Associations</i>

REN	Redes Energéticas Nacionais
RES	<i>Renewable Energy Sources</i>
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SEN	Sistema Elétrico Nacional
TIR	Taxa Interna de Rendibilidade
TRY	<i>Typical Reference Year</i>
TS	<i>Performance of Technical Systems</i>
UE	União Europeia
UPAC	Unidade de Produção de Autoconsumo
VAL	Valor Atual Líquido

Capítulo 1 – Introdução

A evolução das sociedades despoletou o desenvolvimento no sector energético, na criação de novas tecnologias de modo a existir um crescente conforto e bem-estar dos indivíduos.

A consciência da natureza finita dos combustíveis fósseis, a manifestação de preocupações relativas aos efeitos ambientais nocivos da sua combustão e o impacto de fatores económicos relacionados com o aumento de preço destes, são exemplo de temas que adquiriram importância na sociedade. Neste sentido, os receios continuados da sustentabilidade dos combustíveis fósseis e o gradual aumento do consumo energético, particularmente o consumo elétrico, foram alguns dos catalisadores para procurar novas soluções neste sector (Castro, 2011; European Energy Agency, 2015).

O crescimento do sector teve como consequência o aumento do consumo energético, considerando-se cada vez mais importante a implementação de tecnologias inovadoras para que seja reduzido o consumo de energia e seja produzida energia a partir de fontes renováveis. As tecnologias com uma elevada eficiência energética e com uma baixa emissão de dióxido de carbono (CO₂) desempenharão um papel crucial no desenvolvimento do setor, que é também responsável pelo crescimento, competitividade e desenvolvimento da economia atual (Kurnitski, 2013). É importante definir políticas energéticas e ambientais de forma a existir uma maior viabilidade técnico-económica e ambiental em projetos que envolvam a implementação de energia renovável e medidas de eficiência em edifícios.

A UE estabeleceu para 2020 uma meta de 20% do total do consumo de energia final seja proveniente de fontes renováveis (International Renewable Energy Agency, 2018; Commission, 2018). Em 2019, a EU apresentou estatísticas referentes ao ano 2016 para a fração de energia renovável, num valor global de 17,0% do consumo de energia final nos países pertencentes à EU-28, de acordo com a Agência Europeia do Ambiente (AEA), Figura 1 (Eurostats, 2019). Nos valores apresentados e referentes a 2017, a representação das energias renováveis no consumo de energia final alcançou 17,5% (Eurostats, 2019). Ambos os valores são superiores aos traçados inicialmente pela UE na diretiva de energia renovável (European Parliament; European Council, 2009). Portugal apresentou um valor de 28,4% em 2016, de acordo com o valor apresentado nas estatísticas de energia renovável (International Renewable Energy Agency, 2018). No entanto, em 2017 este valor diminuiu para 28,1 %, não sendo ainda alcançado o objetivo traçado de 31% até 2020.

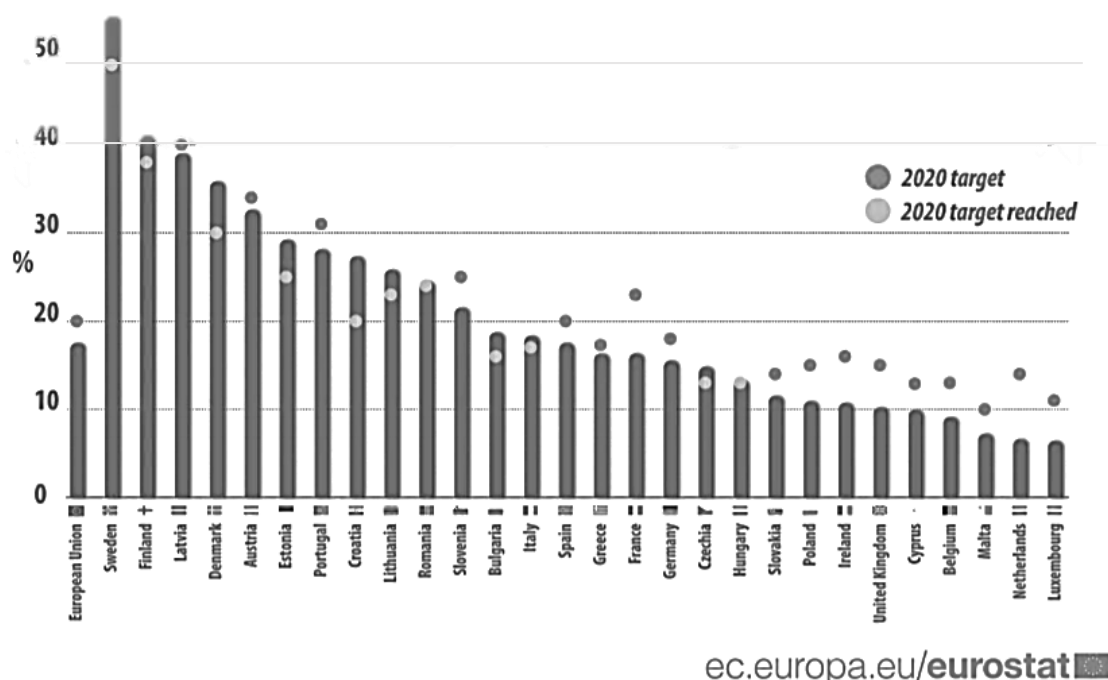


Figura 1 – Representação percentual de cada EM da UE-28 referente à energia proveniente de recursos renováveis do total de consumo de energia final. Comparação entre 2017 e 2004. (Fonte: Eurostats, 2019)

A comissão da EU avança ainda estatísticas de 2017 referentes ao peso da produção de energia proveniente de fontes de energia renovável no consumo elétrico. Em 2017, do total de eletricidade consumida nos estados membros (EMs), 30,7% foi produzida através de fontes de energia renovável (Eurostats, 2019).

Portugal apresenta um valor bastante representativo na UE, de 54,2% sobre o total de eletricidade consumida. Este valor demonstra o grande potencial para a produção distribuída de energia renovável, tendo sido considerado como um dos Estados Membros a contribuir de uma forma mais relevante no total das metas definidas pela UE. No que diz respeito ao potencial solar na Europa, Portugal apresenta condições muito favoráveis para o aproveitamento de energia solar e em particular a produção de energia elétrica a partir de tecnologias solares fotovoltaicas, uma vez que a irradiação solar anual é superior à média disponível no norte da Europa. (Castro, 2011; European Commission, 2017)

Na Figura 2 é visível em que medida cada fonte de energia renovável contribui para o total da produção de eletricidade na UE, no período de 1990 a 2017.

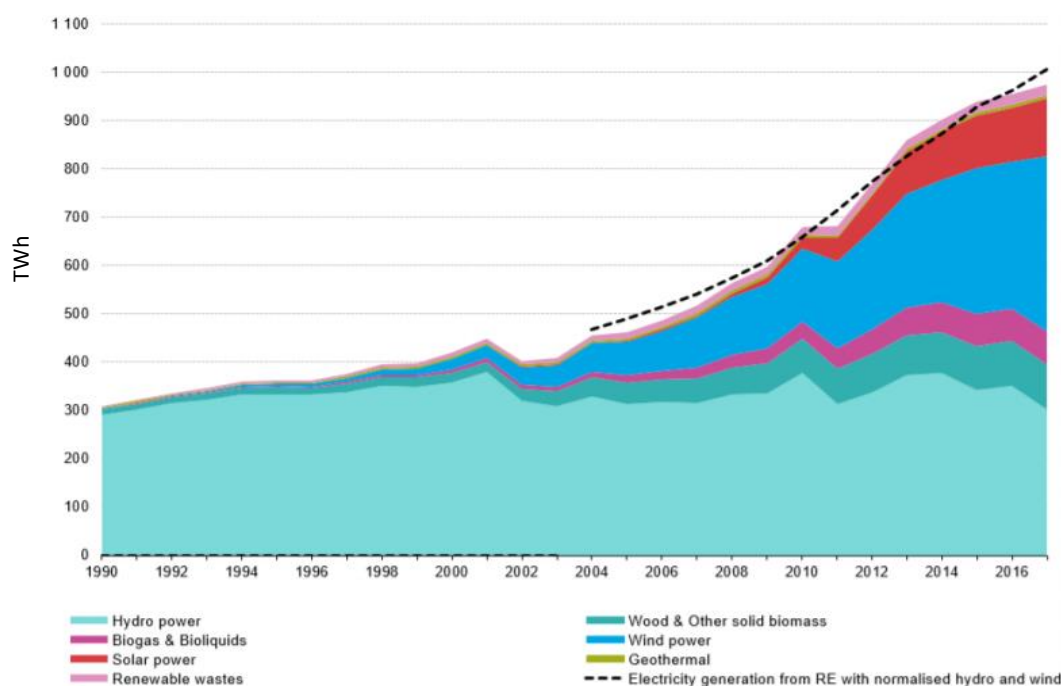


Figura 2 – Representação gráfica da contribuição de energia proveniente de fontes de energia renovável na produção de energia elétrica. (Fonte: Eurostat (Eurostats, 2019).)

De acordo com as estimativas da AEA, a energia renovável foi responsável por 19,5 % do consumo elétrico referente ao aquecimento e arrefecimento em toda a Europa (Eurostats, 2019).

No panorama energético da EU, os edifícios são o setor mais relevante no que se refere ao consumo de energia, representando mais de um terço do consumo final de energia, cerca de 40% do consumo energético total (Directive & Performance, 2016; European Commission, 2018).

A partir de 2010, a diretiva EPBD (*Energy Performance of Buildings Directive*) consciencializou e permitiu aos consumidores tomar decisões informadas sobre os seus consumos, o que se traduziu em progressivas poupanças a nível económico e energético. De acordo com esta diretiva e segundo critérios nacionais definidos para cada Estado Membro foram sendo implementadas novas medidas de eficiência energética nos edifícios. Desta forma, foi possível verificar uma alteração das tendências no desempenho energético dos edifícios. Hoje em dia, os edifícios novos consomem apenas metade do que consumiam os edifícios de 1980 (European Commission, 2017).

No entanto, o sector continua em claro crescimento, sendo essencial que para além da implementação de medidas de eficiência energética seja utilizada em grande parte energia proveniente de fontes de energia renovável no local para colmatar as necessidades energéticas dos edifícios. Desta forma, é introduzido na UE o conceito e os critérios de um edifício de balanço energético nulo (NZEB) e/ou de um edifício de balanço energético quase-nulo (nZEB), caracterizado por serem edifícios de elevado desempenho energético. Estes são uma solução integrada para a resolução do problema identificado do crescente consumo energético, em particular de recursos não renováveis, e da redução de emissões de CO₂ (Deng, Wang, & Dai, 2014).

De acordo com a diretiva EPBD, a partir de 2020, os Estados-membros da EU deverão assegurar que os novos edifícios são edifícios de balanço energético quase nulo (Kurnitski, 2013).

Entre os Estados Membros (EMs) da UE existem diferentes interpretações e implementações técnicas da definição presente na diretiva 2010/31/EU (Parlamento Europeu, 2010) que de uma

forma geral descreve os critérios necessários para classificar um edifício novo ou já existente como NZEB. Para além disso, alguns fatores técnicos necessários fazem com que a renovação completa de um edifício seja impraticável, quanto aos custos envolventes, o que poderia comprometer as metas definidas pela diretiva na UE.

Neste sentido, em conformidade com a reformulação da Diretiva EPBD os novos edifícios deverão ser nZEB, em vigor a partir de 31 de dezembro de 2020, excetuando novos edifícios pertencentes a entidades públicas, que deverão cumprir os critérios de um nZEB a partir de dia 31 de dezembro de 2018. (European Commission, 2019; República, 2013). Esta diretiva acrescenta ainda que os EM deverão estabelecer critérios mínimos para o custo ótimo do desempenho energético de novos edifícios. As intervenções em edifícios já existentes são de igual forma abrangidas, dizendo respeito à restauração completa dos edifícios ou na substituição de elementos destes (coberturas, vãos envidraçados, sistemas de aquecimento e arrefecimento, entre outros).(Parlamento Europeu, 2010)

Os EMs deverão determinar medidas financeiras que contemplem o desenvolvimento da eficiência energética. Estão a ser feitos esforços no sentido de estabelecer a viabilidade económica destes edifícios para a existência de retornos atrativos nos investimentos envolvidos. Deste modo, é de extrema relevância analisar o potencial para a produção de energia no local, a utilização da energia de um edifício (iluminação, equipamentos elétricos, climatização do espaço) e os respetivos custos envolvidos (Veiga, 2015).

1.1. Objetivos e Estrutura da Dissertação

Esta dissertação tem como objetivo a análise custo-benefício de um NZEB, seguindo os critérios definidos pelo REHVA (*Federation of European Heating, Ventilation and Air Conditioning Associations*), considerando a implementação de energias renováveis e a implementação de algumas medidas de eficiência. O principal enfoque de estudo refere-se à análise da integração de energias renováveis, onde a produção de eletricidade é feita com recurso a sistemas solares fotovoltaicos no local. Mediante o custo-benefício da respetiva tecnologia, pretende-se identificar se a sua integração é apelativa economicamente ao consumidor e, consequentemente, se o recurso a fontes renováveis, nomeadamente a energia solar fotovoltaica, é suficiente para atingir os critérios de um NZEB.

A análise incide em dois casos de estudo referentes ao setor de serviços, edifício da Biblioteca Municipal Laureano Santos em Rio Maior, e ao setor doméstico, um edifício residencial “típico” de Rio Maior. Nos dois casos serão analisados diversos cenários referentes à variação da área de implementação da tecnologia fotovoltaica, da tarifa aplicada, da evolução dos preços de venda e compra de energia elétrica à rede.

A dissertação encontra-se estruturada em diversos capítulos, subcapítulos e anexos.

No Capítulo 1 é introduzido e enquadrado o tema a desenvolver e determinados quais os objetivos que se pretendem atingir. No Capítulo 2 é introduzido em detalhe o conceito de edifício de balanço energético nulo, assim como os critérios necessários definidos pelas diretivas europeias existentes. São também identificados alguns constrangimentos na aplicação destas mesmas diretivas. No Capítulo 3 são descritas as metodologias aplicadas nos dois casos de estudo a analisar pelo que é primeiramente demonstrada a metodologia necessária ao levantamento e

determinação do consumo elétrico nos edifícios em estudo e posteriormente o dimensionamento de um sistema de energia solar fotovoltaico com interesse para a instalação *on-site* do tipo de edifícios em análise. Neste capítulo apresenta-se ainda a metodologia referente aos custos envolvidos e são definidos os cenários de estudo de forma a determinar as curvas de custo-ótimo da tecnologia selecionada de forma a cumprir com os critérios de um NZEB. No Capítulo 4 são apresentados os casos de estudo e os resultados do estudo efetuado. Por fim, o Capítulo 5 é referente a conclusões e futuros desenvolvimentos dentro da temática abordada.

Capítulo 2 – Edifício de Balanço Energético Nulo, NZEB

2.1. Enquadramento

A grande dependência energética no setor privado e público incrementou a procura de energia nos últimos anos. De forma a minimizar as consequências do crescimento do consumo energético nos edifícios, várias medidas têm sido aplicadas em conformidade com as diretivas e legislação definida pela EU neste sector.

O conceito geral de um edifício de balanço energético nulo baseia-se num edifício de elevado desempenho energético capaz de suprir todas as suas necessidades pela produção de energia renovável no local (*on-site*). A implementação deste conceito é uma estratégia clara para a eficiência energética em edifícios de modo a possibilitar o cumprimento das metas e quotas definidas pela UE para a produção de energia renovável, para as emissões de gases de estufa e para a redução de consumo energético (Kurnitski, 2013).

Contudo a definição NZEB não é consensual em todos os EMs da UE uma vez que o conceito apresentado na diretiva 2010/31/EU EPBD permitiu que cada EM adotasse diferentes critérios para classificar um edifício como NZEB. Existem várias metodologias para esta classificação pelo que não existe acordo quanto à metodologia mais correta a utilizar.

O que se pretende é uma abordagem comum tendo também em consideração as condições específicas de cada EM. A reformulação da EPBD, DL 118/2013 permitiu introduzir um novo conceito de edifício de balanço energético quase-nulo que passou a ser requisito para novas construções e referência para as intervenções em edifícios existentes (Diário da República, 2013; Veiga, 2015)

2.2. Conceito

De acordo com a diretiva 2010/31/EU os edifícios de balanço energético nulo são definidos como edifícios de desempenho energético elevado em que a energia consumida é produzida *on-site* ou nas proximidades (*nearby*) por Fontes de Energia Renovável (FER).

Este tipo de edifício é considerado como um edifício autossustentável. Uma vez que em tempo real nem sempre a energia produzida por FER é suficiente para suprir as necessidades energéticas do edifício, a ligação à infraestrutura da rede elétrica permite este balanço de energia. (Kurnitski, 2019)

Na Figura 3 está representado o mecanismo de operação da avaliação básica de um nZEB. Os elementos deste mecanismo - o sistema que abrange o edifício, a rede elétrica e o sistema de balanço energético – e a relação entre eles, permitem a classificação de um nZEB (Deng et al., 2014).

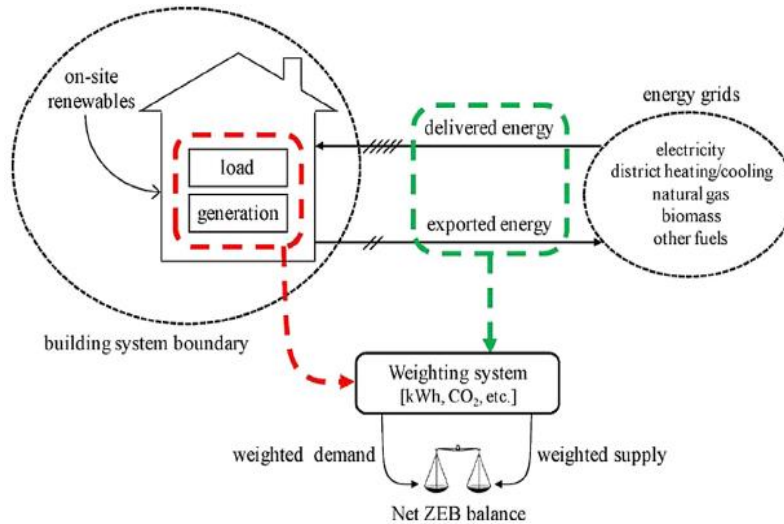


Figura 3 - Estrutura e elementos do sistema de funcionamento de um NZEB (Fonte: Deng et al., 2014)

Dentro do sistema que abrange o edifício o consumo energético é satisfeito por fontes de energia renováveis integradas no local ou edifício, como já referido, ou pela energia entregue através da rede. Por outro lado, quando se verifica um excedente das FER existe uma entrega de energia à rede. Por fim, é tido em consideração o balanço energético entre a procura e a oferta de forma a verificar se o balanço energético nulo pode ser atingido (Kurnitski, 2013).

Desta forma, a definição matemática é demonstrada na equação seguinte.

$$\begin{aligned}
 Net\ energy &= |Output| - |Input| \\
 &= \sum_i Output_{energy}(i) \times Weight(i) \\
 &\quad - \sum_i Delivered_{energy}(i) \times Weight(i) \geq 0
 \end{aligned}
 \tag{2.2.1}$$

O *Output* traduz o que é produzido pelas FER, o *Input* o que é consumido pelo edifício da rede. Este balanço deverá ser *Net energy*, ou seja, igual ou superior a 0. O sistema de medição difere nos estados membros, uma vez que existem diferentes metodologias utilizadas para a classificação de um nZEB.

A Figura 4 demonstra graficamente a relação entre a energia necessária e a energia produzida de um edifício, representando a definição de NZEB e nZEB.

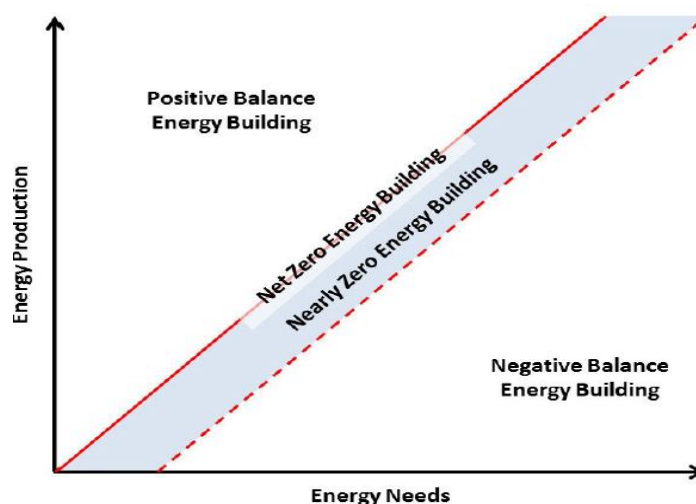


Figura 4 – Representação gráfica NZEB e nZEB.

2.3. Legislação

A EPBD (*Energy Performance of Buildings Directive*) (2010/31/EU) é a principal norma que promove e garante o cumprimento dos objetivos da UE em reduzir as emissões de gases do efeito de estufa, através de medidas de eficiência energética em edifícios, produção de energia renovável e redução de consumo energético.

Para aumentar o número de edifícios com uma utilização eficiente de energia, a criação da Diretiva de Eficiência Energética em Edifícios (EPBD) foi importante para a definição de edifícios com necessidades energéticas nulas ou quase nulas, elevados desempenhos energéticos em que a quantidade de energia necessária é produzida por fontes de energia renovável *on-site* ou nas proximidades (Building Performance Institute Europe (BPIE), 2015).

Todos os EMs da UE devem promover a implementação destes edifícios, segundo o artigo 9 da EPBD. Em 2015, a Comissão Europeia decretou medidas e incentivos financeiros para promover este tipo de edifícios a fim de se estabelecerem metas propostas pelos governos para aumentar o desempenho energético dos novos edifícios. Apesar de alguns países terem definido metas mais ambiciosas, em geral:

- Todos os novos edifícios públicos deverão ser nZEB a partir de 2019;
- Todos os novos edifícios deverão ser nZEB a partir de 2021.

A EPBD não apresentou fatores de avaliação em detalhe para um edifício NZEB ou nZEB pelo que a sua definição é flexível e desta forma os estados membros da UE acabaram por estabelecer diferentes parâmetros tendo em conta as suas próprias condições geográficas e climáticas, fatores de energia primária e nível de ambição.

Para alguns EMs o elevado desempenho energético de um NZEB traduz-se pela classificação mais alta nos certificados de performance energética. Noutros EMs este conceito significa uma redução de 10% a 25% ou, para outros EMs, de 50% a 60% dos requisitos energéticos de 2014 (Building Performance Institute Europe (BPIE), 2015). O peso das FER também é requisito em alguns países, podendo variar entre 0% a 50%, no entanto poucos países estabelecem um mínimo para a contribuição das FER. Como indicador de desempenho energético de um nZEB pode ser considerado ainda a quantidade de energia primária e noutros casos pode incluir a consideração

do coeficiente de transmissão térmica (*U-value*) da envolvente, a energia final das necessidades de aquecimento, arrefecimento e níveis de CO₂ (Paduos & Corrado, 2017).

Na maioria dos países da UE, a definição de um edifício NZEB refere-se à energia primária máxima que este utiliza como um dos parâmetros principais. A Holanda, por exemplo, compara a energia primária de um edifício com um edifício de “referência” com características semelhantes. O Reino Unido utiliza as emissões de carbono como parâmetro principal. Alguns países usam ambos os parâmetros de forma a complementarem um ao outro.

De maneira a avaliar o desempenho energético dos edifícios, existem diferentes requisitos para edifícios residenciais e edifícios não residenciais. Para os edifícios residenciais, a maioria dos países decretou que a utilização de energia primária não deveria ultrapassar os 50 kWh/m²/ano, sendo que este valor pode variar com o tipo de casa e pode ser superior em regiões mais frias. Para edifícios não residenciais, este indicador deixa de ser linear, uma vez que pode variar significativamente dentro dos países tendo em conta o tipo de edifício. Dependendo das condições climáticas, das diferentes metodologias de cálculo e do tipo de edifício, a utilização máxima de energia primária para edifícios não residenciais pode variar de 0 a 270 kWh/m²/ano (Feliciano, 2016).

No anexo I da EPBD é possível encontrar os vários fatores para determinar o desempenho energético dos edifícios, tais como aquecimento e arrefecimento de interiores, aquecimento de águas domésticas, ventilação e iluminação.

Desta forma, torna-se desafiante determinar um parâmetro comum para definir os NZEB ou nZEB a uma escala mundial.

O artigo 9 da EPBD não fala apenas sobre as medidas a aplicar em edifícios novos. Este artigo também cita que os estados europeus devem aplicar medidas de forma a encorajar a renovação e reabilitação dos edifícios a um nível NZEB. Apesar de não ser obrigatório como para os edifícios novos em 2020, não deixa de ser uma medida essencial para a diminuição do consumo energético e diminuição das emissões.

A revisão desta norma (EPBD 2018/844/EU) introduz novos elementos e abrange novas políticas e medidas de suporte para melhorar o desempenho energético do parque de edifícios existente. São referidas medidas como a mobilização de investimentos, definição de metas com o intuito de acelerar a renovação custo-eficiente de edifícios já existentes, a descarbonização do parque de edifícios para 2050, entre outros. Nesta norma é destacado que todos os EMs terão de adoptar metodologias e expressar os requisitos nacionais de desempenho energético numa base comum para que seja possível uma comparação entre estes (EU, 2018).

De maneira a reduzir o consumo de energia, Portugal como os restantes EMs da UE tem metas definidas para implementar os critérios de nZEB aos edifícios já existentes e a novos.

Através do Decreto-Lei n.º 118/2013 – Artigo 16.º, o governo português aprovou um plano nacional que determina que os novos edifícios devem ser nZEB a partir de 31 de dezembro de 2020. Já para os novos edifícios públicos este decreto entra em vigor a partir de 31 de dezembro de 2018 (Fragoso, 2015).

O Decreto-Lei n.º 118/2013 (artigo 16.º) é referido como a tradução da EPBD, sendo que está em falta uma definição detalhada destes edifícios na legislatura existente em Portugal. No Anexo 1 é referida a indicação dos principais aspetos das definições nacionais NZEB na UE e podemos

perceber que a definição em Portugal estaria ainda em desenvolvimento à data atual do documento consultado (Building Performance Institute Europe (BPIE), 2010).

Posteriormente foi feita uma reformulação pelo Decreto-Lei nº 28/2016, em que se define novamente este tipo de edifícios com um “elevado desempenho energético em que as necessidades de energia quase nulas são em larga medida satisfeitas com recurso a energia proveniente de FER” (Diário da República, 2016).

O Decreto-Lei nº 28/2016 reforça ainda o papel do governo na aprovação de um plano nacional que considere objetivos e incentivos para que o parque nacional de edifícios existente vá de encontro aos requisitos dos nZEBs (Diário da República, 2016).

Mais recentemente, foi publicada a Portaria 98/2019 que engloba a aplicação da metodologia de custo ótimo, referindo que deverá ser tido em conta a eficiência energética com o limite máximo da viabilidade económica (Diário da República, 2019).

Um dos parâmetros necessários para a classificação de um NZEB está por este motivo estabelecido. No entanto, em Portugal o indicador de energia primária é também um parâmetro a analisar para este tipo de edifícios. O valor deste indicador deverá estar dentro dos requisitos mínimos de energia primária da legislação atual, como podemos verificar na Figura 5.

Country	Main points of the NZEB definition				
	Detailed definition	Very high energy performance	Nearly zero or very low amount of energy required; Limits placed on:	Very significant extent of renewable energy	Primary energy indicator in kWh/m ² .year
Italy	EPBD text in Decree Law no. 63/90 of 2013, new energy decree includes detailed definition near completion	Primary energy significantly lower than current requirements (e.g., 60% tightening for a small multi-family building near Milano)	Primary energy for heating, primary energy for cooling, total primary energy	Direct: planned for NZEB is 50% of primary energy (direct requirements included in current minimum energy performance requirements)	Yes
Latvia	Included in Cabinet Regulation No. 383/2013	Building class A	Energy demand for heating ≤ 30 kWh/m ² .year; primary energy demand ≤ 95 kWh/m ² .year	Direct: at least partial use of RES (> 0%)	Yes
Lithuania	Included in Construction Technical Regulation STR 2.01.09:2012	Building class A++	Specific heat loss of the building envelope, efficiency of systems, primary energy	Direct: largest part of energy consumed (> 50%)	Yes
Luxembourg	Interpretation of EPBD text included in national plan and in national legislation (RGD 2014), detailed definition not yet fixed	Probably at least building class A-A	Net heating demand, primary energy	Indirect *	Yes
Malta	Proposed definition included in national plan, consultation process ongoing	Very high energy performance	Primary energy ≤ 40 kWh/m ² .year (for houses or apartments), ≤ 60 kWh/m ² .year (for other buildings)	Indirect *	Yes
Netherlands	National plan: aim to set requirement close to energy performance coefficient = 0 by 2018/2020, at least 2 feasibility studies	Close to energy performance coefficient = 0 (zero-energy building)	Mean thermal resistance of closed building envelope components, U-value of windows, (primary) energy performance coefficient	Indirect *	No. Energy performance coefficient is not in kWh/m ² .year; primary energy in MJ/m ² .year calculated as interim result
Norway	No detailed definition available	-	-	Direct requirements included in current minimum energy performance requirements	-
Poland	Translation of the EPBD text in national plan. Detailed definition included in Regulation of the Minister of Infrastructure on the technical conditions to be met by buildings and their location (Journal of Laws No 75, pos. 690), amendment in 2013	No details available	Maximum U-values for the building envelope components, maximum final energy performances indexes for heating, ventilation, hot water, cooling and lighting, maximum primary energy	Indirect *	Yes
Portugal	Translation of the EPBD text in Decree law 118/2013, Article 16. Detailed definition not yet available	-	-	-	Minimum energy performance requirements included in current legislation

Figura 5 – Validação dos principais parâmetros da definição de um NZEB. (Fonte: Ferreira, Almeida, Rodrigues, & Silva, 2016)

2.4. Metodologia Custo-Ótimo

Alguns dos planos nacionais dos EMs referentes aos NZEBs/nZEBs determinam que a definição detalhada de um edifício de balanço energético nulo ou quase-nulo depende do *feedback* das análises de custo-ótimo e da aplicação dos requisitos mínimos de desempenho energético. Desta forma, a metodologia pode ser utilizada para definir os NZEBs se forem considerados fatores como preços de energia, energia primária para a eletricidade, custos dos materiais envolventes no edifício, entre outros (Ferreira et al., 2016).

A reformulação da EPBD garante que cada EM deverá ter em conta os níveis de custo-ótimo nos requisitos mínimos de desempenho energético e deverá também promover a transformação custo-eficiente nos edifícios já existentes. A Comissão Europeia deverá ainda ter acesso a relatórios regulares dos cálculos e das políticas empregues para uma monitorização do progresso nacional de cada EM com vista ao custo-ótimo e ao alcance das metas estabelecidas para os edifícios.

O Artigo 1 que acompanha a EPBD apresenta a metodologia de custo-ótimo que permite a comparação entre o desempenho energético e os custos e poupanças relacionadas com as medidas de eficiência implementadas em diferentes tipos de edifícios (Parlamento Europeu, 2010). Antes desta abordagem, muitos dos estudos consideravam apenas a poupança de energia como o principal indicador e apenas consideravam em segundo plano a análise económica (Ferrara, Monetti, & Fabrizio, 2018). Assim, cada EM é encorajado a estabelecer como requisitos mínimos de desempenho energético os que resultam dos estudos de custo-ótimo.

Esta metodologia permite interligar os requisitos de desempenho energético com os custos envolventes. Os níveis de custo ótimo correspondem a níveis de desempenho energético com o menor custo estimado, tendo em conta todos os custos de investimento, de manutenção e de operação relacionados com o edifício (Aelenei et al., 2015). De acordo com a perspetiva financeira para calcular o custo global deverão também ter-se em conta todas as taxas associadas, subsídios e o ajuste à inflação.

As principais fases desta metodologia estão representadas na Figura 6.

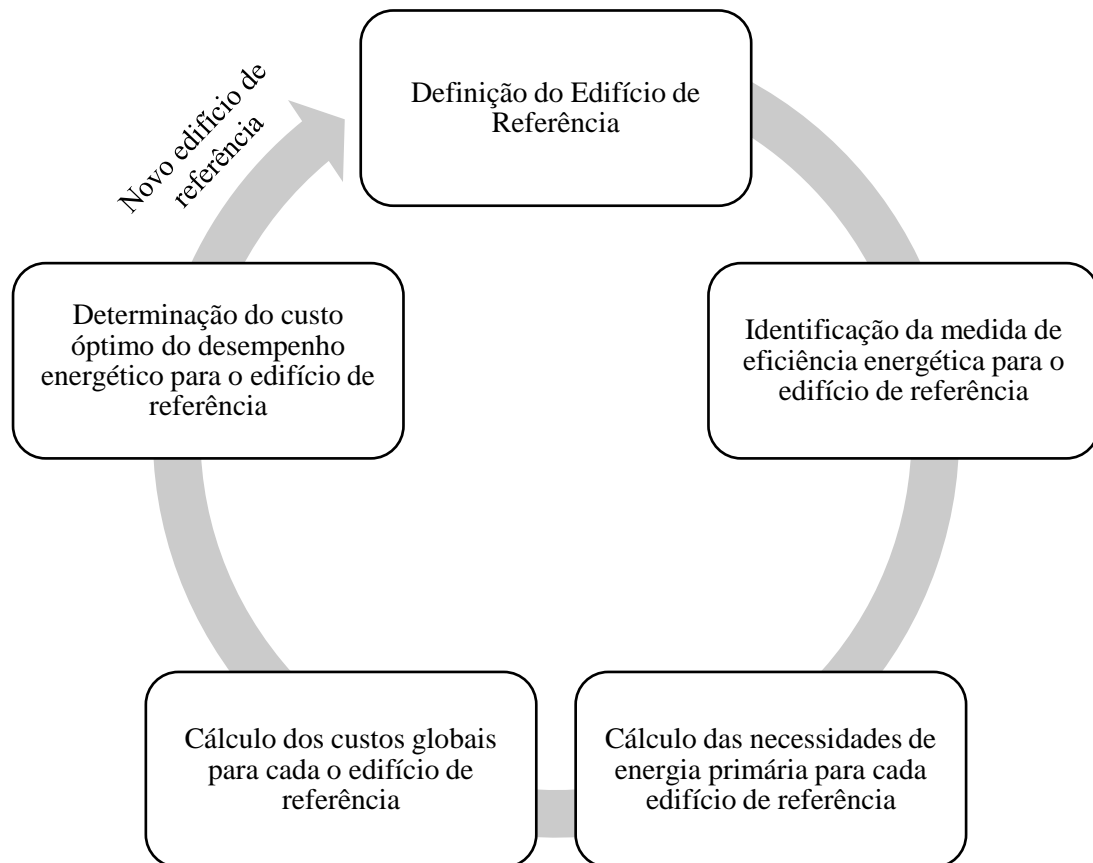


Figura 6 – Fases da metodologia de Custo Ótimo (Fonte: Brandão De Vasconcelos, Pinheiro, Manso, & Cabaço, 2016)

A metodologia estabelecida para Comissão Europeia resulta numa curva de custo-ótimo onde podemos estabelecer a relação entre a energia primária e os custos globais, Figura 7.

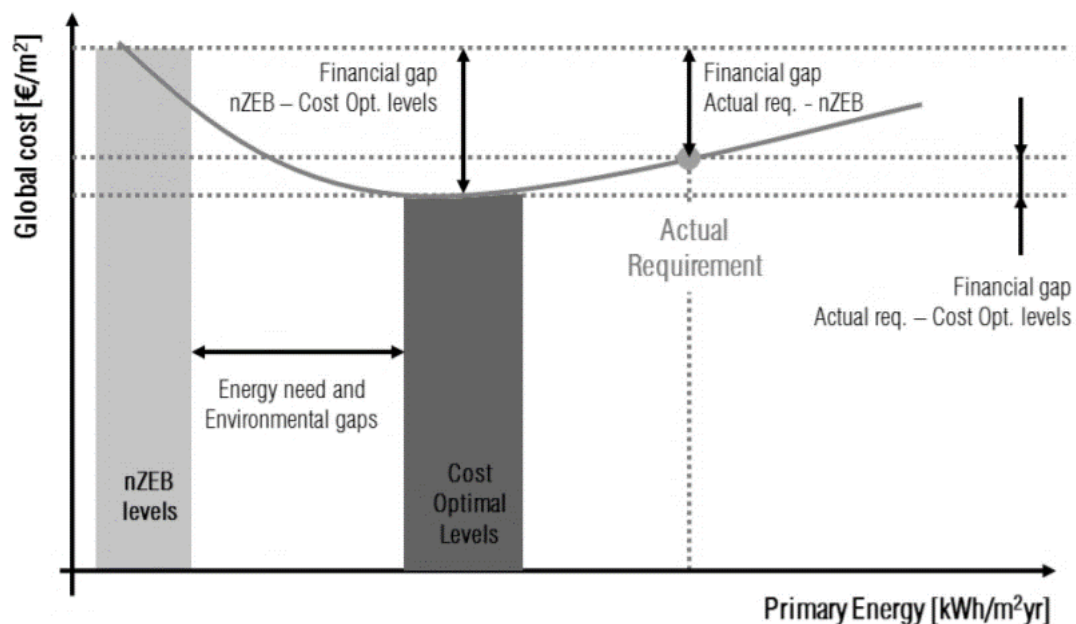


Figura 7 – Representação gráfica de uma curva de custo-ótimo (Fonte: (Ferrara et al., 2018).

A Figura 7 demonstra um exemplo dessa relação, onde também está representado, idealmente, o intervalo de valores de um nzeb (o mais à esquerda possível) e o intervalo de valores de custo-ótimo (com valores de energia primária superiores ao intervalo considerado para um edifício energético quase nulo).

Assim, o custo-ótimo é o ponto representado pelo valor mínimo dos custos globais em função da energia primária e idealmente este deverá estar localizado o mais para a esquerda possível (Aelenei et al., 2015).

Conforme o número de medidas de eficiência estudadas, o resultado obtido não irá ter a forma da curva de custo-ótimo como apresentado na Figura 7. O custo-ótimo será antes representado numa “série de pontos” em que cada ponto se refere ao estudo do custo de cada medida de eficiência energética considerada, Figura 8 (Ferrara et al., 2018).

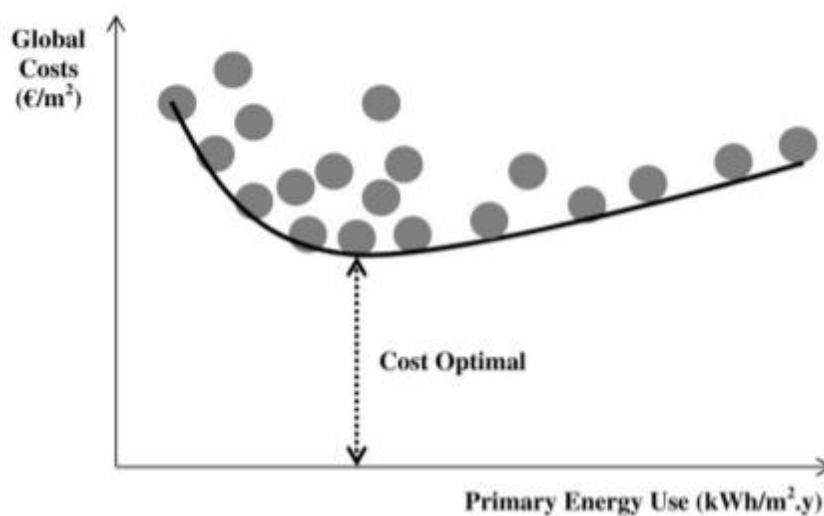


Figura 8 – Custo-ótimo de cada medida de eficiência energética considerada. (Fonte: Ferreira, Almeida, Rodrigues, & Silva, 2016).

Capítulo 3 – Métodos

Este estudo considera dois casos de estudos: um edifício de serviços e a um edifício residencial. Uma vez que os edifícios em estudo são representativos dos setores correspondentes, é necessário definir as suas particularidades. Estes deverão corresponder à definição de um edifício de balanço energético nulo ou quase nulo (NZEB ou nZEB), e através da recolha e análise do consumo de energia, é dimensionado um sistema fotovoltaico que deve garantir que a energia elétrica produzida é igual ou similar à quantidade de energia elétrica consumida no edifício em estudo.

A primeira fase do trabalho refere-se à recolha dos dados de consumo energético dos edifícios em estudo e à recolha das características geográficas e climáticas do local de interesse, Rio Maior.

A recolha desta informação permitirá determinar o diagrama de carga dos edifícios e determinar qual a irradiação global disponível em Rio Maior. Seguidamente, a partir da área total disponível na cobertura dos edifícios, das características do local e dos parâmetros do sistema solar fotovoltaico a integrar, será feita a simulação de produção de energia elétrica *on-site*.

Através dos dados obtidos de consumo e de produção de energia dos edifícios em estudo será analisado o balanço energético dos mesmos com o objetivo de compreender se é ou não atingido os requisitos de um NZEB ou nZEB. Em conformidade com os períodos e valores publicados pela ERSE serão definidos os períodos horários e as tarifas aplicadas de compra e venda de energia à rede quando existe défice ou excedente de energia produzida no local.

Os custos da implementação da tecnologia solar fotovoltaica nos edifícios em estudo serão calculados tendo em conta a análise económica da integração do sistema solar fotovoltaico (parâmetros como o investimento inicial, taxa de atualização, custos de operação e manutenção, fator de atualização, custo unitário, entre outros) e o balanço dos custos (compra e venda de energia à rede).

A partir dos resultados obtidos, será possível observar o efeito da variação da taxa de atualização nos custos e da variação da percentagem de área de implementação do sistema PV. Será também estudada, neste contexto, a evolução do preço de compra e venda à rede elétrica.

Assim será analisado o custo-benefício da integração de sistemas PV em edifícios de serviços e edifícios residenciais representativos dos casos em estudo com o objetivo de atingir os critérios de um NZEB.

3.1. Perfil de consumo de energia

De forma a determinar e analisar o perfil de consumo de energia elétrica do edifício representativo do setor de serviços foram recolhidos dados da Biblioteca Municipal Laureano Santos de Rio Maior referentes ao ano de 2014. Estes foram obtidos por simulação e análise do consumo energético da biblioteca, tendo como base o modelo energético desenvolvido em Guerreiro, (2016).

Os dados disponibilizados da Biblioteca Municipal Laureano Santos consistem num diagrama de carga representativo de um edifício do setor de serviços em Rio Maior. Este foi obtido a partir da análise detalhada das características e funcionamento do edifício em estudo (plantas de arquitetura, utilização do espaço, horários de utilização, faturas de eletricidade, entre outros) e

posterior simulação do modelo no programa de simulação dinâmica energética de edifícios *EnergyPlus* (Guerreiro, 2016). Os dados encontram-se em intervalos de 1 hora no período de janeiro a dezembro de 2014.

Por sua vez, de modo a determinar e analisar o perfil de consumo de energia elétrica de um edifício representativo do setor residencial foram recolhidos dados do sistema de informação de mercados de energia da REN.

A REN fornece uma estimativa dos consumos discriminados por períodos de 15 minutos de clientes em BTN com potências contratadas inferiores ou iguais a 41,4 KVA. (REN, 2017)

A estimativa é feita a partir dos consumos registados nos equipamentos de medição dos clientes finais ou dos consumos obtidos por estimativa, e do perfil de consumo final aplicável. O perfil final é obtido através da adaptação do perfil inicial. Esta adaptação é feita a partir do perfil de consumo indicativo publicado pela ERSE, tendo por base as variações entre o diagrama de carga de referência (diagrama de carga previsional da RESP) e o diagrama de carga do sistema (diagrama verificado na RESP), visando minimizar os desacertos eventualmente criados por flutuações de carga devidas a fatores imprevisíveis (ERSE, 2016).

O perfil residencial com interesse a analisar enquadra-se, no perfil de classe C, perfil este com uma potência contratada inferior ou igual a 13,8 KVA e consumo anual inferior ou igual a 7140 kWh (ERSE, 2016). A partir da Tabela 1, que demonstra os diferentes perfis dos clientes finais em BTN, podemos inferir o perfil de interesse ao estudo desta dissertação. A partir dos valores agregados destes perfis procedeu-se à normalização relativa de cada hora, tendo em conta o consumo médio de uma habitação no Município de Rio Maior. Este valor é obtido através da consulta de dados estatísticos da PORDATA que se baseiam em dados fornecidos pelo DGEG, Tabela 2. (PORDATA, 2018) Assumindo o período de 2018 como ano típico, determina-se o perfil de consumo diário e mensal de energia elétrica do caso de estudo residencial.

Tabela 1 - Classificação dos clientes finais em BTN. (Fonte: ERSE) (ERSE, 2016)

CLIENTES FINAIS BTN		
Perfil	Potência Contratada (kVA)	Consumo Anual (kWh)
Classe A	> 13,8	-
Classe B	≤ 13,8	>7140
Classe C	≤ 13,8	<7140

Tabela 2 - Consumo médio de energia elétrica por consumidor em Rio Maior. (Fonte: PORDATA)
(PORDATA, 2018)

CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA (kWh)		
Tipo de consumo	Doméstico	Não-Doméstico
2014	2 243,2	12 994,7
2015	2 228,3	13 636,6
2016	2 342,9	18 467,7
2017	2 240,5	17 230,8

3.2. Sistema tarifário

O Sistema Elétrico Nacional (SEN) disponibiliza energia elétrica em conformidade com as necessidades dos consumidores. Desta forma, a ligação à rede elétrica é caracterizada por diferentes níveis de tensão - baixa tensão (BT), média tensão (MT) e alta tensão (AT) - como é possível verificar na Tabela 3.

Tabela 3 - Níveis de tensão do SEN. (Fonte: EDP) (EDP, 2018)

CARACTERIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA			
		Nível de Tensão	Potência Contratada
Baixa Tensão	BTN	230/400 V	$\leq 41,4$ kVA
	BTE		$> 41,4$ kVA
Média Tensão	MT	10, 15 ou 30 kV	> 200 kVA ¹
Alta Tensão	AT	60 kV	>10 MVA ¹

De acordo com as características do edifício é determinado o nível de tensão da ligação à rede, tendo em conta aspetos técnicos e económicos, “nomeadamente relacionados com as tarifas de consumo, investimento inicial, custos de manutenção e principalmente o nível de qualidade de serviço pretendida” (EDP, 2018).

¹ Valor indicado no Regulamento de Relações Comerciais (ERSE).

A 1 de janeiro de 2013, as tarifas de venda a clientes finais passaram a apresentar um carácter transitório, em conformidade com o Decreto-Lei nº 104/2010 e nº75/2012, para os clientes com consumos em AT, MT e BTE e para os clientes em BTN. (ERSE, 2017b)

O sistema tarifário é caracterizado por uma metodologia de cálculo de tarifas. As tarifas são determinadas de forma a manter um equilíbrio económico e financeiro das empresas reguladas, de acordo com o Regulamento Tarifário. (ERSE, 2015) A ERSE é a entidade responsável pela regulação do sistema e pela aprovação das tarifas de acesso às redes que incluem as tarifas de uso global do sistema, de uso de rede de transporte e de uso da rede de distribuição. Às tarifas de acesso à rede são adicionadas as tarifas reguladas de energia e de comercialização, sendo estas negociadas livremente entre o cliente e o comercializador de último recurso. (ERSE, 2017a) A Figura 9 representa um fluxograma com a aplicação da tarifa transitória de venda a clientes finais.

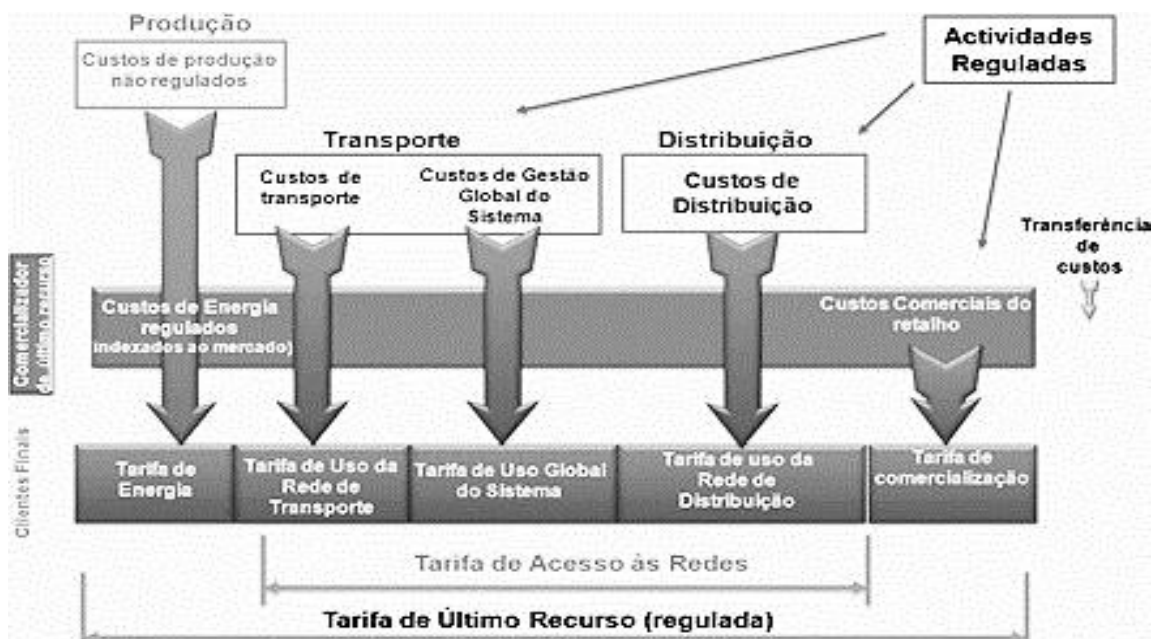


Figura 9 - Tarifas de Venda a Clientes Finais (Fonte: ERSE) (ERSE, 2017a)

De acordo com as faturas disponibilizadas de energia elétrica, a biblioteca municipal de Rio Maior encontra-se no mercado liberalizado, sendo o regime tarifário aplicado referente a clientes finais de BTN, de média utilização (MU), com uma potência contratada de 41,4 kVA e uma tarifa tri-horária. A tarifa tri-horária divide o dia em três períodos horários (período de vazio, cheia e ponta), sendo praticado um preço diferente pelo consumo elétrico em cada um destes. O consumo mais dispendioso é compreendido entre as horas de ponta, seguido pelas horas de cheia e por fim pelas horas de vazio. Aos consumidores em mercado liberalizado, e, portanto, no caso de estudo do setor de serviços, é aplicada a tarifa regulada definida pela ERSE relativa à tarifa de acesso às redes que se encontra na Tabela 4.

Tabela 4 - Valores da tarifa de acesso às redes em BTN (> 20,7 kVA) respetivos a 2014. (Fonte: ERSE)
(ERSE, 2015)

Tarifa de Acesso às Redes em BTN (> 20,7 kVA)

Potência	(kVA)	(€/mês)	(€/dia) *
	41,4	46,29	1,5217
Energia ativa		(€/kWh)	
Horas de ponta		0,1922	
Horas cheias		0,0595	
Horas de vazio		0,0154	

* RRC art220.º, n.º 3.

A esta tarifa é adicionada a parcela da energia que é negociada livremente pelo comercializador do mercado liberalizado, enquanto o imposto sobre o consumo de energia é definido pelo Estado Português. Em conformidade com as faturas da eletricidade da Biblioteca Municipal Laureano Santos, a parcela aplicada pelo comercializador em 2014 é apresentada na Tabela 5.

Tabela 5 – Parcela da tarifa aplicada pelo comercializador à Biblioteca Municipal Laureano Santos (Guerreiro, 2016).

Energia ativa	(€/kWh)
Horas de ponta	0,0854
Horas cheias	0,0739
Horas de vazio	0,0585

De forma a simplificar a simulação dos custos relacionados com o consumo elétrico do edifício de serviços em estudo, a tarifa final aplicada refere-se à tarifa transitória de venda a clientes finais. As faturas de eletricidade facultadas são respetivas ao ano de 2014 e por esse motivo os valores da tarifa de venda a clientes finais em BTN presentes na Tabela 5 não permitem uma análise com uma base de dados atualizada. Assim, foi feita uma simulação com valores atuais do tarifário para este tipo de clientes, em vigor de janeiro de 2018 a dezembro de 2018 (ERSE, 2018).

Nas Tabela 6 e 7 apresenta-se o valor da tarifa transitória de venda a clientes finais a aplicar pelos comercializadores de último recurso em Portugal Continental, a vigorarem em 2014 e 2018 respetivamente.

Tabela 6 - Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN (> 20,7 kVA), em vigor 2014. (FONTE: ERSE) (ERSE, 2014)

Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais em BTN (>20,7 kVA)

Potência	(kVA)	(€/mês)	(€/dia) *
	41,4	65,71	2,1604
Energia ativa		(€/kWh)	
Horas de ponta		0,2938	
Horas cheias		0,1477	
Horas de vazio		0,0845	

* RRC art. 220.º, n.º 3

Tabela 7 - Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN (> 20,7 kVA), em vigor 2018. (Fonte: ERSE) (ERSE, 2018)

Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais em BTN (>20,7 kVA)

Potência	(kVA)	(€/mês)	(€/dia) *
	41,4	64,39	2,1169
Energia ativa		(€/kWh)	
Horas de ponta		0,3113	
Horas cheias		0,1545	
Horas de vazio		0,0851	

* RRC art. 119.º, n.º 6

Para o caso de estudo do setor residencial foi estabelecido anteriormente que a potência contratada era inferior ou igual a 13,8 kVA. Na tabela seguinte, Tabela 8 está a tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN (< 20,7kVA).

Tabela 8 - Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN (<20,7 kVA), em vigor 2018. (Fonte: ERSE) (ERSE, 2018)

Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais em BTN (< 20,7 kVA e > 2,3 kVA)

Potência (kVA)		(€/mês)	(€/dia) *
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária		13,8	18,16
Energia ativa		(€/kWh)	
Tarifa bi-horária > 6,9 kVA	Horas fora do vazio	0,1996	
	Horas de vazio	0,1016	

* RRC art. 119.º, n.º 6

As tarifas são aplicadas tendo em conta o período horário de consumo de energia elétrica selecionado pelo consumidor. O período horário de entrega de energia elétrica a clientes finais, definido no Regulamento Tarifário e que tem interesse ao desenvolvimento dos casos de estudo desta dissertação, refere-se ao ciclo diário, representado na Tabela 9, uma vez que irão ser analisados edifícios de consumos em BTN.

O ciclo diário caracteriza-se pela não diferenciação dos dias úteis e dos fins-de-semana, o que se traduz na utilização dos mesmos períodos horários em todos os dias considerados. Será apenas considerada a distinção dos períodos de hora legal (verão e inverno).

O período de verão e inverno do ano de 2018 está definido de 26 de março e de 28 de outubro e 29 de outubro a 25 de março, respetivamente.

Tabela 9 - Ciclo Diário para BTN em Portugal Continental. (Fonte: ERSE) (ERSE, 2018)

Ciclo diário para BTN em Portugal Continental

Período de hora legal de inverno		Período de hora legal de verão	
Ponta	09.00/10.30h	Ponta	10.30/13.00h
	18.00/20.30h		19.30/21.00h
Cheias	08.00/09.00h	Cheias	08.00/10.30h
	10.30/18.00h		13.00/19.30h
	20.30/22.00h		21.00/22.00h
Vazio	22.00/08.00h	Vazio	22.00/08.00h

3.3. Perfil de produção de energia

Para a determinação e posterior análise do perfil de produção de energia do sistema solar fotovoltaico a integrar em cada um dos edifícios dos casos de estudo é necessário adquirir informação sobre as características do local e características tecnológicas do sistema.

A exploração do recurso solar disponível no local de interesse, Rio Maior, foi realizada a partir do programa *SolTerm*. Este é um programa adequado e rigoroso para a análise do desempenho de sistemas de energia renovável, nomeadamente de sistemas solares, adaptado às condições climáticas e técnicas de Portugal. As informações disponibilizadas pelo *SolTerm* compreendem “o dimensionamento do sistema, radiação solar horizontal e temperatura ambiente em base horária, obstruções, sombreamentos, albedo das redondezas, turbidez da atmosfera, características técnicas dos componentes e consumo do sistema em base horária média mensal” (Aguiar, Coelho, & Rodrigues, 2010). Esta informação é armazenada em bancos de dados que podem ser geridos e desenvolvidos posteriormente. O programa contém inicialmente bancos de dados com informações meteorológicas organizadas em 30 zonas correspondentes a municípios específicos, de acordo com as Unidades Territoriais para Fins Estatísticos (NUTS) de nível III e de acordo com o decreto-lei nº21/2010 de 23 de Agosto (Aguiar et al., 2010).

O banco de dados de clima tem como base anos meteorológicos de referência para 308 concelhos de Portugal. O formato de dados horários compreende apenas informação da radiação global e difusa e temperatura ambiente (Aguiar et al., 2010).

A utilização do *Solterm* permitiu a recolha de toda a informação referente às características da zona de interesse, a 39.33°N 8.91°W Rio Maior, como demonstrado na Figura 10. Os dados relativos ao recurso solar e temperatura ambiente, apresentados na Tabela 10, são determinantes para o dimensionamento do sistema solar. Deste modo, foram analisados em detalhe os dados horários da irradiação horária global incidente em Rio Maior.

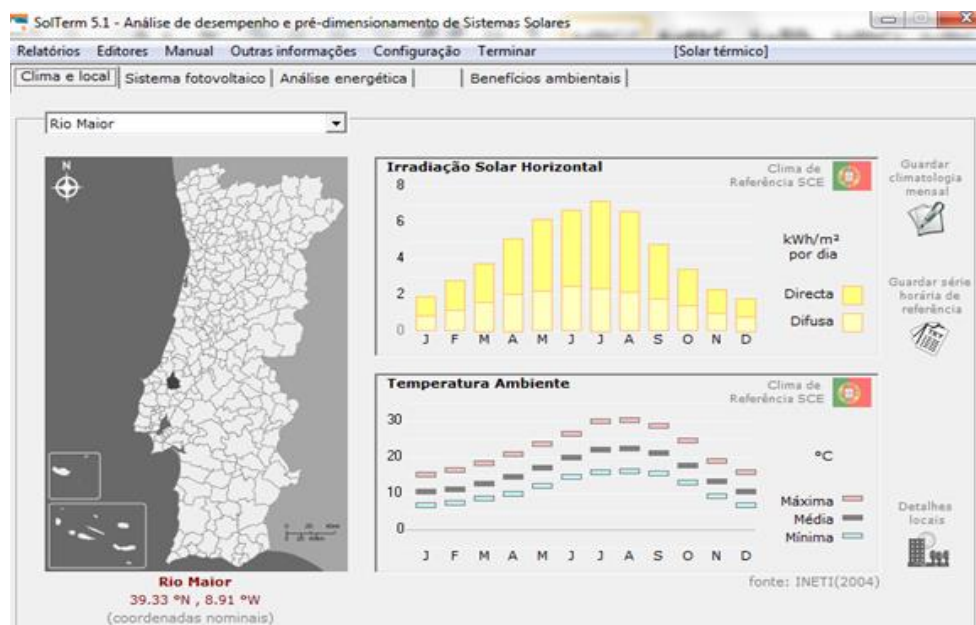


Figura 10 - Características da climatologia de Rio Maior, *Solterm*.

Tabela 10 - Dados mensais de irradiação global horizontal, difusa e direta e temperatura ambiente máxima, mínima e média para Rio Maior.

Parâmetros		Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Maio	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
Irradiação Solar Diária Horizontal (kWh/m ²)	Global	2,0	2,8	3,7	5,2	6,2	6,7	7,2	6,6	4,8	3,4	2,3	1,8
	Difusa	0,9	1,2	1,7	2,1	2,2	2,5	2,4	2,2	1,8	1,4	1,0	0,9
	Direta	1,1	1,6	2,1	3,1	3,9	4,2	4,8	4,5	3,0	2,0	1,3	1,0
Temperatura Ambiente (°C)	Máxima	15,3	16,4	18,4	20,6	23,4	26,4	29,7	30,1	28,6	24,5	18,9	15,9
	Mínima	6,9	7,3	8,6	9,8	12,0	14,4	15,9	16,2	15,4	13,0	9,2	6,8
	Média	10,4	11,1	12,7	14,5	17,0	19,9	22,1	22,3	21,0	17,7	13,1	10,5

A fim de determinar o potencial geográfico do edifício, no caso de estudo do setor de serviços, procedeu-se à recolha de informação previamente facultada em Guerreiro (2016). Assim, o valor da área disponível para integração do sistema solar fotovoltaico foi definido inicialmente com base em visitas à cobertura do edifício em questão, da informação recolhida referente às dimensões descritas nas plantas da Biblioteca Municipal de Rio Maior e posterior recurso ao *Sketchup* (Guerreiro, 2016).

Na Figura 11, de acordo com a simulação feita na dissertação da Catarina Guerreiro e com recurso à extensão *Skelion* do modelo *SketchUp* está representado a verde, a área disponível de cobertura e a cinzento, as zonas com possível sombreamento e ocupação de elementos existentes na cobertura e sombreamento de elementos exteriores, isto é, a área não disponível para a integração do sistema PV no edifício em estudo (Guerreiro, 2016).

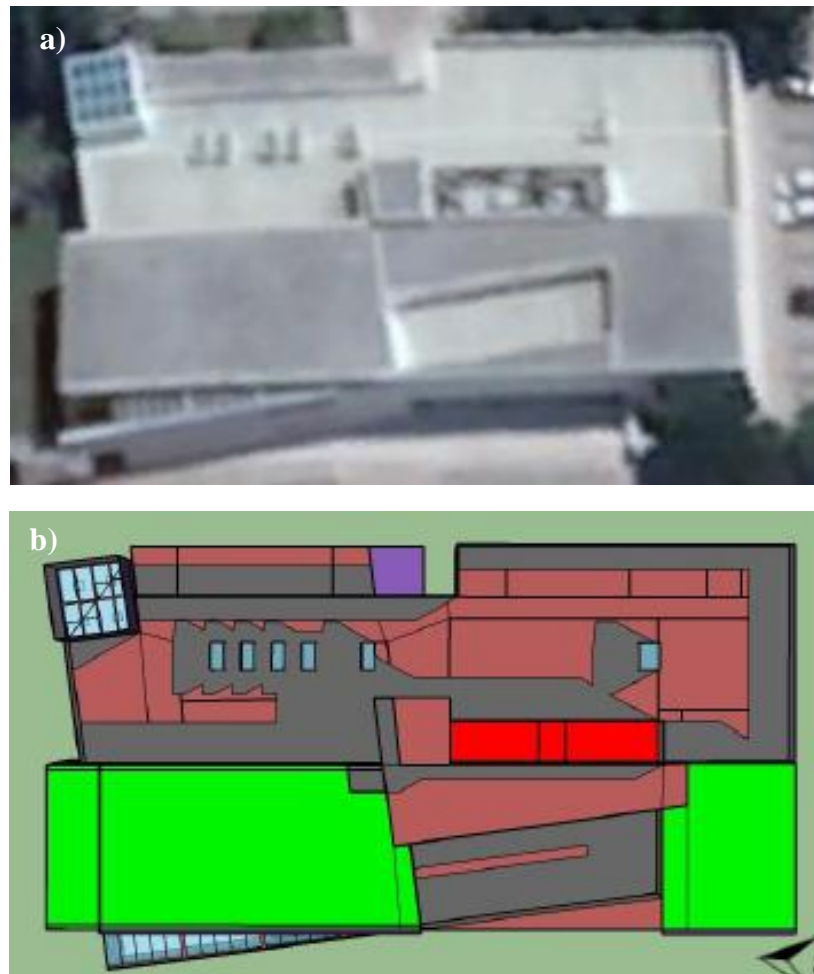


Figura 11- Cobertura da Biblioteca Municipal Laureano Santos: a) *Google Earth*; b) Em modelo *SketchUp*: zona demarcada a verde representa a área disponível para implementação de sistema solar fotovoltaico. (Guerreiro, 2016)

A Tabela 11 indica a área de cobertura disponível para integração do sistema PV, de uma área total de 1350 m², correspondente ao edifício da biblioteca de Rio Maior.

No caso de estudo do setor residencial, para o edifício unifamiliar considerou-se uma cobertura plana de forma a facilitar a implementação de sistemas PV com a inclinação e orientação desejadas. Definiu-se um espaço de 45 m² para a área disponível de implementação do sistema fotovoltaico tendo em conta de que se trata de um valor representativo para a área de cobertura de um edifício residencial unifamiliar.

Os valores de área disponível estão definidos na seguinte tabela, Tabela 11.

Tabela 11 - Área disponível de cobertura para integração de sistemas PV.

Área de cobertura (m ²)	
Setor de Serviços	Setor Residencial
370	45

A fim de determinar o potencial técnico para posterior análise do perfil de produção foi selecionado o modelo do módulo PV a ser utilizado para os dois casos de estudo, tendo como critério a eficiência/custo e a facilidade em adquirir no mercado português. O módulo selecionado é o modelo comercial PEPV 270 poli da *Eurener*, disponível em FF Solar, plataforma *online* portuguesa disponível que distribui de entre outros componentes e sistemas completos de energia solar renovável, módulos fotovoltaicos (Schmedtmann, 2018). O módulo referido é composto por células fotovoltaicas policristalinas e com uma potência de 270 Wp. Apresentam-se as características do módulo -se na Tabela 12 em que alguma da informação se encontra na ficha técnica presente no Anexo 2.

Tabela 12 - Características do módulo PV. (Quality, 2018)

Características do Módulo PEPV 270 poli

PEPV 270 poli	
Potência (Wp)	270
Tempo de vida (anos)	25
Área (m²)	1,62
η (%)	16,7
Performance Ratio (%)	80

Posteriormente à recolha do valor da área de cobertura disponível e da seleção dos módulos PV, considerou-se a inclinação (em relação à horizontal) e a orientação (azimute, considerando 0° o Sul e considerando como sentido positivo o sentido horário) para a área de cobertura disponível e anteriormente definida. Com recurso ao *PVGIS* e ao *Solterm* foi definida a inclinação de 30°, Tabela 13.

Tabela 13 - Parâmetros do local.

Parâmetros	
Latitude (°)	39,2
Longitude (°)	8,56
Inclinação (°)	35

O sombreamento causado pela inclinação dos módulos é um parâmetro a ter em conta de modo a ter o máximo aproveitamento possível do recurso solar e do sistema a implementar nos dois casos de estudo. A distância (d) entre os módulos solares fotovoltaicos foi calculada a partir da

expressão seguinte, 3.3.1, e de acordo com a Figura 12, que esquematiza o cálculo da distância entre os módulos de forma para minimizar o sombreamento entre estes.

$$d = \frac{h}{\tan \alpha} \quad (3.3.1)$$

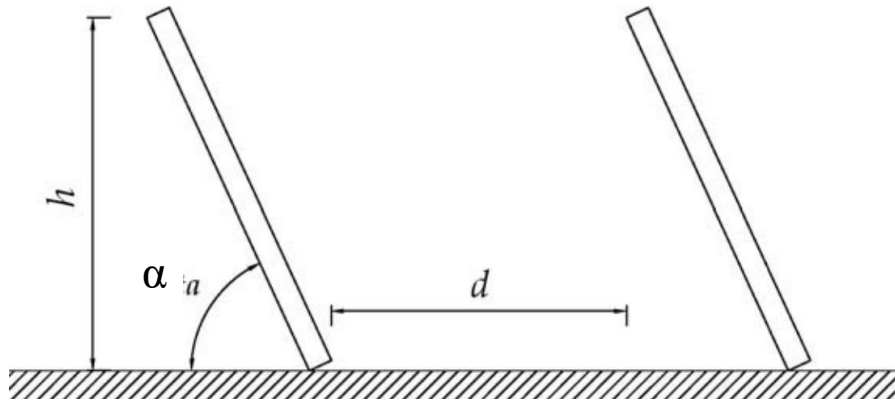


Figura 12 - Esquema do cálculo da distância (d) necessária entre módulos PV.

Reunidas as características e variáveis necessárias à determinação da energia produzida pelo sistema solar fotovoltaico implementado, utilizou-se a seguinte expressão.

$$E_{PV} = A_t G \eta PR \quad (3.3.2)$$

onde, A_t corresponde à área total dos módulos PV presentes na cobertura do edifício, G à irradiância global horária obtida com recurso ao *SolTerm*, η à eficiência dos módulos PV e PR à *performance ratio* que descreve outras perdas do sistema relativas à temperatura, ao inversor, entre outros.

Relativamente ao tarifário de venda de energia produzida pelo sistema solar fotovoltaico a integrar, é possível afirmar que este parâmetro determina a receita bruta que irá ser obtida. O preço de venda é deste modo, relevante para o estudo da viabilidade económica. A remuneração é fixa e estabelecida pelo Governo (Castro, 2011).

Para os dois casos de estudo, a produção será para autoconsumo. De acordo com o Decreto-lei nº153/2014, este tipo de produção de energia renovável permite um maior conhecimento do perfil de consumo por parte dos consumidores de BT (Ministério do Ambiente, 2014)

No regime de autoconsumo, a energia elétrica produzida é maioritariamente para o consumo do edifício onde foi integrada a UPAC (Unidade de Produção de Autoconsumo) e existe a possibilidade de ligação à RESP para venda do excedente de energia. A venda é feita a preço de mercado definido e estabelecido (Dunlop & Roesch, 2019).

3.4. Análise económica

A produção de energia elétrica em edifícios a partir de sistemas renováveis *on-site* ou nas proximidades é necessária para ir de encontro aos critérios de um NZEB, definidos pelas entidades energéticas competentes. Na integração destes sistemas de energia renovável, particularmente de sistemas solares fotovoltaicos, é imprescindível uma avaliação económica detalhada.

Quando existem diversas soluções técnicas e oportunidades de investimento, é necessário avaliar corretamente os projetos, de forma a decidir qual o melhor cenário. Para isto, é importante aferir sobre os critérios de avaliação económica, nomeadamente o custo médio da energia (custo unitário médio anual, taxa de atualização e o custo unitário médio atualizado), indicadores de avaliação de investimentos (valor atual líquido, a taxa interna de rentabilidade e o retorno do investimento) e os tarifários de venda de energia renovável (renumeração da energia fornecida).

A análise feita nesta dissertação considera períodos de inflação controlada, em que as receitas e despesas são afetadas de igual forma pela inflação definida.

Uma análise mais interessante a nível financeiro tem em consideração o período de vida útil do projeto. Assim é utilizada a taxa de atualização para determinar o valor presente de custos e receitas futuras geradas pelo sistema solar fotovoltaico considerado nesta dissertação.

A equação seguinte representa o total acumulado ao fim de t anos, F_t , tendo em consideração o que foi investido atualmente, F_0 , a uma taxa de atualização a que permite a representação do rendimento real anual do capital (Castro, 2011).

$$F_t = F_0 (1 + a)^t \quad (3.4.1)$$

A taxa de atualização é um indicador importante de rentabilidade mínima do projeto que é necessária para o investidor decidir quanto à viabilidade do projeto. Esta compreende a taxa de rendimento real e a taxa de risco. A taxa de inflação para este estudo será considerada nula. A $T_{rendimento_real}$ é a taxa de renumeração real mínima sem qualquer risco. A T_{risco} está associada ao investimento total e a evolução económica e financeira, global e setorial do projeto, de onde podemos inferir um valor determinado dependendo da tipologia do investimento (Castro, 2011).

$$a = [(1 + T_{rendimento_real})(1 + T_{risco})(1 + T_{inflação})] - 1 \quad (3.4.2)$$

O custo unitário médio atualizado, também designado por LCOE (*Levelized cost of energy*) é o parâmetro utilizado para avaliar o custo da energia produzida e os diferentes tipos de tecnologias de produção de energia com diferentes riscos, tempos de vida útil, investimentos, retornos e capacidades (Lai & McCulloch, 2016).

Este valor é obtido a partir do valor atualizado dos custos totais e do valor atualizado da produção total durante o período de análise. O LCOE é influenciado pela taxa de atualização utilizada.

O modelo simplificado, utilizado nesta dissertação, é representado na expressão 3.4.3. Neste modelo, é admitido que o investimento realiza-se no momento inicial ($t=0$), a utilização anual da potência instalada, h_a , é contante para o período de análise, e os custos de operação e manutenção (O&M), d_{om} , são também constantes no período considerado.

Assim, o custo unitário médio atualizado (€/MWh) é obtido a partir da atualização separada dos custos, sendo estes relativos ao investimento (I_t) e à operação e manutenção (d_{om}), e da produção total, durante o período de exploração (E_{act}) (Castro, 2011).

$$c_a = \frac{I_t(i + d_{om})}{E_{act}} \quad (3.4.3)$$

Interessa considerar também o custo de investimento dos sistemas fotovoltaicos a utilizar. Este custo inclui os materiais constituintes dos sistemas PV que são, tipicamente, os módulos, a estrutura de suporte dos mesmos, o inversor e as ligações necessárias entre eles.

Pode-se constatar que desde 2006 o custo referente aos módulos PV tem vindo a decrescer. Em 2006 este representava 70% do investimento total e atualmente o peso dos módulos no investimento total é inferior a 50%, como podemos concluir pelos dados demonstrados na Figura 13.

Os custos médios de investimento, em 2018, para este tipo de sistemas em coberturas de edifícios situam-se em cerca de 1200 €/kWp para sistemas entre 10 a 100 kWp (Fraunhofer Institute For Solar Energy Systems, 2019), Figura 13. Para sistemas até 10 kWp os custos médios de investimento são cerca de 2 000 €/kWp (Fraunhofer Institute For Solar Energy Systems, 2019), Figura 14.

De forma a simplificar o cálculo dos custos, estes valores serão considerados para o caso de estudo do setor de serviços e residencial respetivamente.

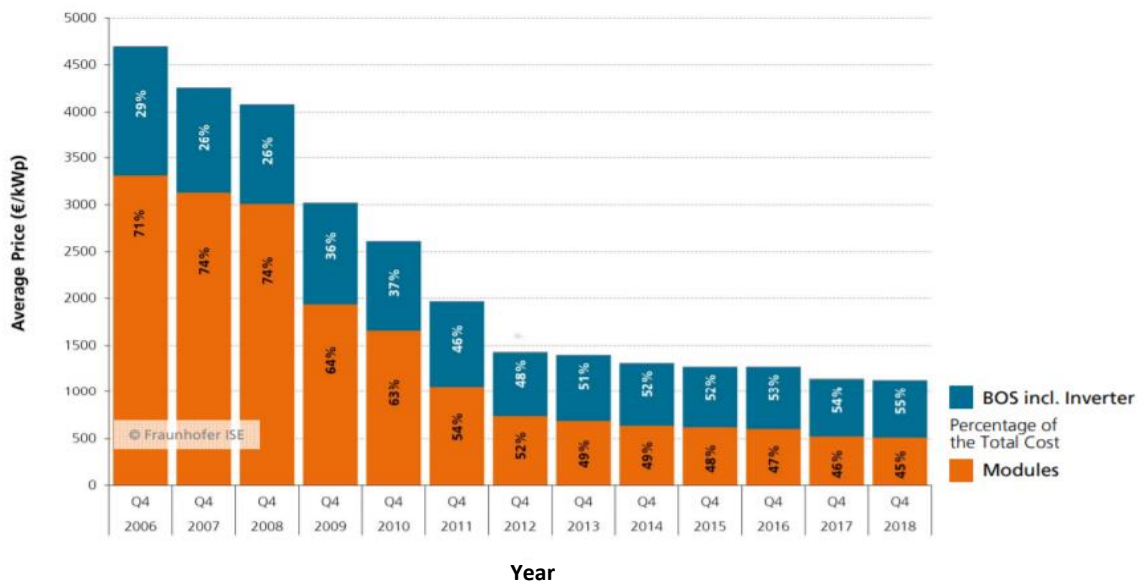


Figura 13 – Preço médio para sistemas solares fotovoltaicos entre 10 kWp a 100 kWp em coberturas de edifícios (Fonte: Fraunhofer Institute For Solar Energy Systems, 2019)

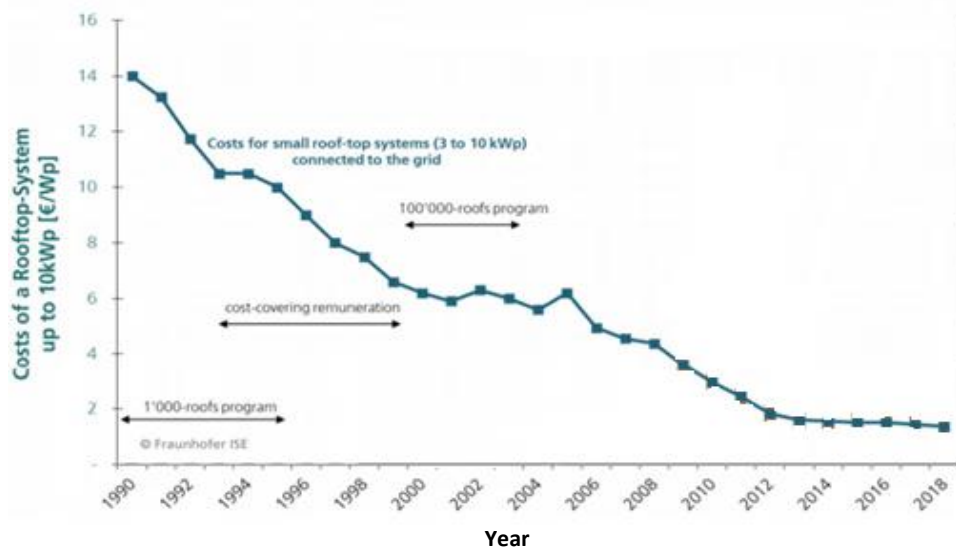


Figura 14 - Preço médio para sistemas solares fotovoltaicos entre 3 kWp a 10 kWp em coberturas de edifícios (Fonte: Fraunhofer Institute For Solar Energy Systems, 2019)

Os custos de operação e manutenção são muito variáveis, no entanto, geralmente, não excedem 1% do investimento total (Castro, 2011), pelo que foi considerado para estes custos (d_{om}) um valor de 0.5% do investimento inicial.

O fator i é fundamental no seguimento da análise económica. Este parâmetro é definido na seguinte expressão 3.4.5.

$$i = \frac{1}{k_a} = \frac{a(1+a)^n}{(1+a)^n - 1} \quad (3.4.5)$$

Para a avaliação de investimentos em projetos de produção de energia, é de um maior interesse a análise dos indicadores VAL e TIR.

O valor atual líquido representa o fluxo monetário do projeto, isto é, a diferença entre a entrada e saída de dinheiro devidamente atualizada durante a vida útil do projeto.

$$VAL = \sum_{j=1}^n \frac{R_{Lj}}{(1+a)^j} - \sum_{j=0}^{n-1} \frac{I_j}{(1+a)^j} \quad (3.4.7)$$

Desta forma, a receita líquida R_{Lj} é determinada através da diferença entre a receita bruta anual (R_j) e os custos de operação e manutenção ($d_{omj}I_t$) para o ano j .

$$R_{Lj} = R_j - d_{omj}I_t \quad (3.4.8)$$

Um VAL positivo significa que o projeto é viável economicamente, isto é, as receitas alcançadas cobrem o investimento inicial e a remuneração mínima exigida pelo investidor (taxa de

atualização) e cria um excedente financeiro. Um VAL nulo significa a recuperação do investimento inicial sem existir excedente financeiro no projeto. Um VAL negativo indica um projeto economicamente inviável (Castro, 2011).

Por sua vez, a taxa interna de rentabilidade (TIR) é a taxa de atualização que anula o VAL, expressão 3.4.9. A avaliação desta permite avaliar imediatamente o interesse do projeto à escala do mercado financeiro.

$$0 = \sum_{j=1}^n \frac{R_{Lj}}{(1 + TIR)^j} - \sum_{j=0}^{n-1} \frac{I_j}{(1 + TIR)^j} \quad (3.4.9)$$

Caso a TIR obtida seja superior à taxa de atualização considerada no cálculo do VAL, o projeto é economicamente viável, uma vez que é produzida uma rentabilidade superior ao custo de oportunidade do capital. Caso não seja superior, a rentabilidade mínima não é atingida (Castro, 2011).

Pode-se ainda considerar o período de recuperação e o retorno do investimento como fatores importantes a esta análise. O período de recuperação T_r é o número de anos precisos à recuperação do investimento. No cálculo deste, considera-se a receita líquida atualizada média anual ao longo da vida útil do projeto.

$$T_r = \frac{I_t}{\left(\frac{\sum_{j=1}^n \frac{R_{Lj}}{(1 + a)^j}}{n} \right)} \quad (3.4.10)$$

O retorno do investimento (ROI) é uma medida de rentabilidade efetiva do projeto por unidade de capital investida (Castro, 2011).

$$ROI = \frac{R_L k_a}{I_t} \quad (3.4.11)$$

3.5. Curva de Custo-Ótimo

Para os dois casos de estudo interessa analisar a curva de custo ótimo da integração do sistema solar fotovoltaico selecionado. Para isso adotou-se a metodologia descrita no Capítulo 2, Figura 15.

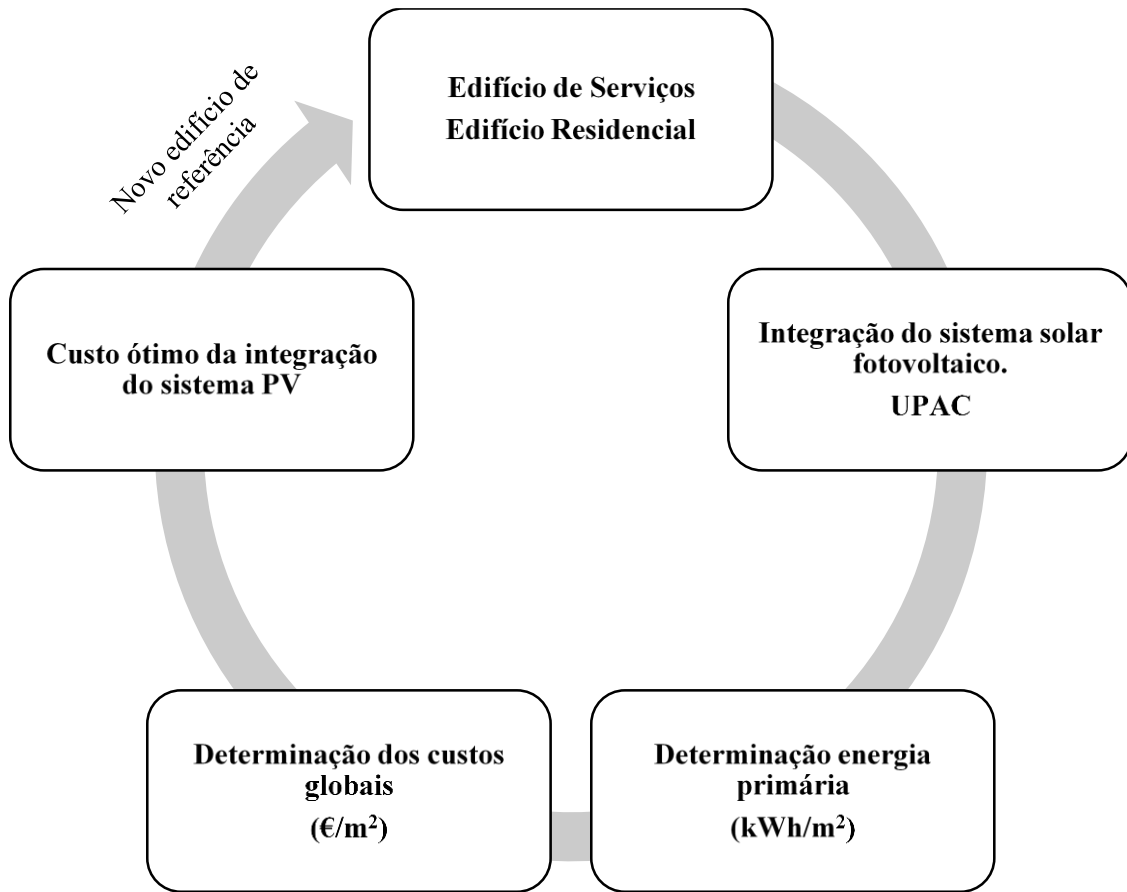


Figura 15 – Metodologia de custo ótimo: definição dos parâmetros.

O cálculo do custo ótimo define o valor atual de todos os custos ocorridos durante o período de vida útil do sistema solar fotovoltaico. Desta forma o custo global é descrito na expressão seguinte:

$$C_g(t) = C_I + \sum_j \left[\sum_{i=1}^t (C_{a,i}(j) \times R_{disc}(i)) - V_{f,t}(j) \right] \quad (3.4.12)$$

onde C_g é o custo global, C_I são os custos referentes ao investimento inicial e $C_{a,i}$ é o custo decorrido para a componente j relacionada com a energia, neste caso, os custos de energia do edifício em estudo considerando a integração do sistema solar fotovoltaico. R_{disc} é a taxa de atualização e $V_{f,t}$ é o valor da componente j no fim do período considerado. Este valor é o valor residual determinado pela depreciação do investimento inicial (Becchio, Dabbene, Fabrizio, Monetti, & Filippi, 2015).

O tempo de vida útil do projeto considerado é de 25 anos, que é o tempo assumido na maior parte dos projetos com instalação de painéis solares fotovoltaicos. A taxa de degradação considerada foi de 0,5%

A curva de custo-ótimo obtida vai permitir compreender se a integração de energia solar fotovoltaica nos edifícios em estudo é uma medida que vai de encontro aos requisitos de um NZEB para um consumo nulo do edifício, isto é, em que as necessidades energéticas sejam completamente compensadas pelo sistema solar fotovoltaico implementado, e se devemos investir num sistema de maior ou menor dimensão com base nos custos envolventes.

Nesse sentido, foram variados determinados parâmetros relevantes ao estudo, Tabela 14:

- a percentagem de área utilizada para a implementação do sistema fotovoltaico, em conformidade com a área de cobertura disponível de cada edifício;
- a taxa de atualização utilizada, uma vez que esta não é constante no tempo e é uma variável relevante para investir na tecnologia.

A potência do sistema instalado varia de acordo com a área utilizada para os painéis solares fotovoltaicos. Consequentemente os custos também variam devido ao investimento total e ao balanço entre a compra e venda de energia à rede que estão relacionados com a potência instalada.

A evolução do preço de compra à rede elétrica ao longo do tempo de vida do projeto é também relevante para compreender a viabilidade do investimento, pelo que se considerou também uma taxa de 2%/ano o aumento da eletricidade.

Vão ser analisadas as curvas de custo-ótimo resultantes que nos permitem perceber a relação entre as necessidades de energia primária e o os custos globais. A Figura 16 é o exemplo de gráfico pretendido e esperado.

Tabela 14 – Valores de variação dos parâmetros em estudo.

Pontos	Área (%)	Taxa de atualização, a (%)
1	100	3 - 12
2	75	
3	50	
4	25	

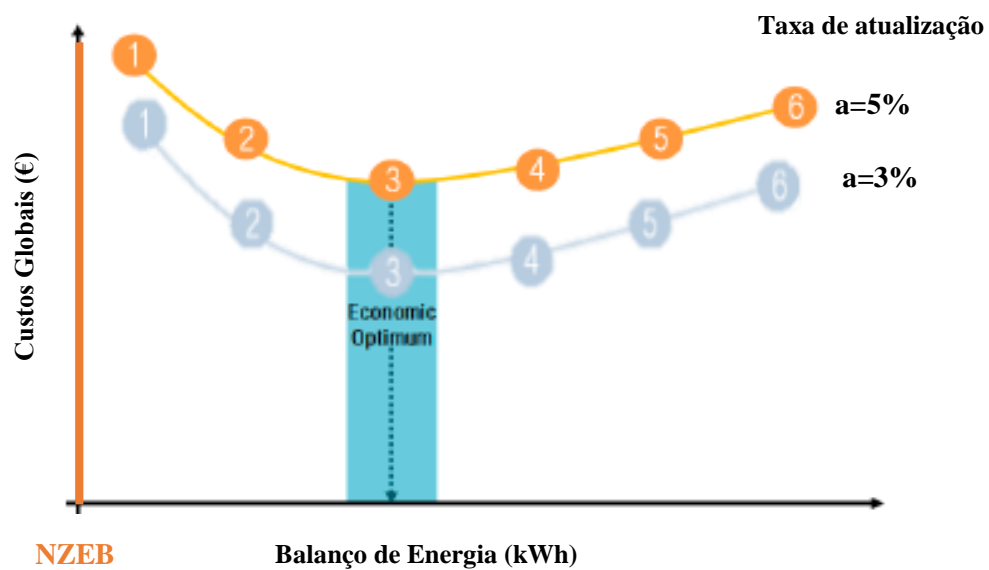


Figura 16 – Curva de custo-ótimo (Ferrara et al., 2018).

Capítulo 4 – Resultados e Discussão

4.1. Caso de estudo - setor de serviços

O caso de estudo do sector de serviços baseia-se em dados reais de consumo de uma biblioteca, disponibilizados por uma aluna do Mestrado Integrado de Engenharia da Energia e do Ambiente (Guerreiro, 2016). O edifício de serviços em estudo é referente à Biblioteca Municipal Laureano Santos, situada na zona urbana de Rio Maior, distrito de Santarém (Figura 17).

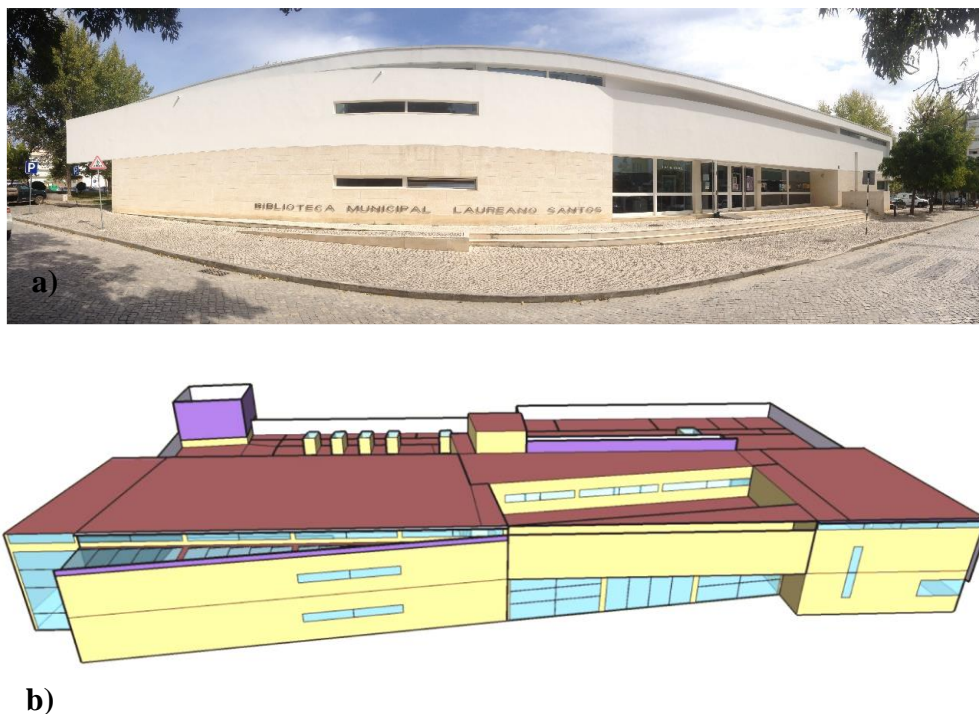


Figura 17 – Biblioteca Municipal Laureano Santos: a) Vista frontal do *Google Earth*; b) Modelo geométrico em *SketchUp*. (Guerreiro, 2016)

O edifício de serviços em estudo, Biblioteca Municipal Laureano Santos, regista um consumo anual de 50,4 MWh ao longo de um ano típico (dados referentes ao ano de 2014). De acordo com o perfil de consumo apresentado na Figura 18 e Figura 19 é possível analisar a variação do consumo elétrico diário e mensal do edifício, respetivamente.

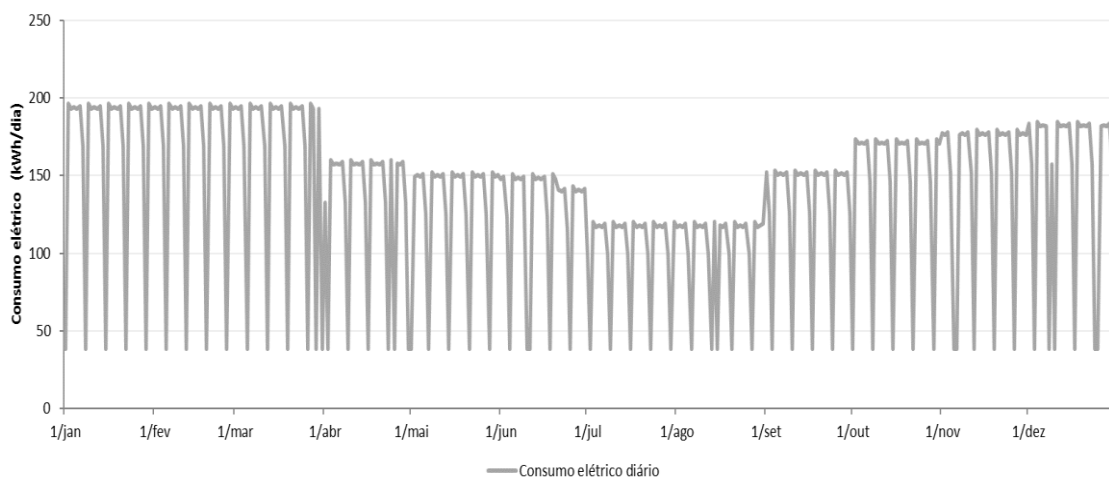


Figura 18 – Consumo elétrico diário para o setor de serviços.

O edifício de serviços em estudo é referente a uma biblioteca e, deste modo, é facilmente perceptível que o consumo é superior durante o período letivo e inferior no período compreendido entre os meses de junho e agosto inclusive. Desta forma, existe uma maior afluência de utentes no período letivo, entre setembro e junho, devido a um número superior de eventos, neste caso, relacionados com as atividades escolares (Guerreiro, 2016). Pode-se também inferir que o período de férias dos funcionários e a existência de uma menor afluência por parte dos utentes em período de verão é impactante no consumo registado nos meses entre julho e agosto. O mês com registo de maior consumo foi o mês de janeiro, no valor total de 5143 kWh. Pelo contrário, o menor consumo elétrico foi de 3175 kWh para o mês de agosto.

Na Figura 19 e 20 é possível observar com maior detalhe o diagrama de carga mensal e a respetiva distribuição total do consumo elétrico do edifício.

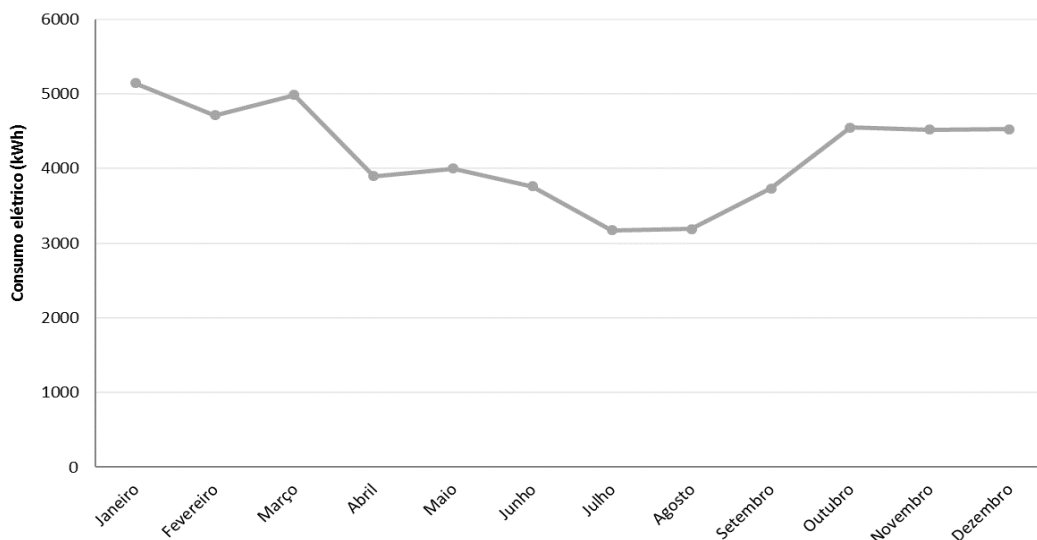


Figura 19 – Diagrama de carga anual do edifício de serviços.

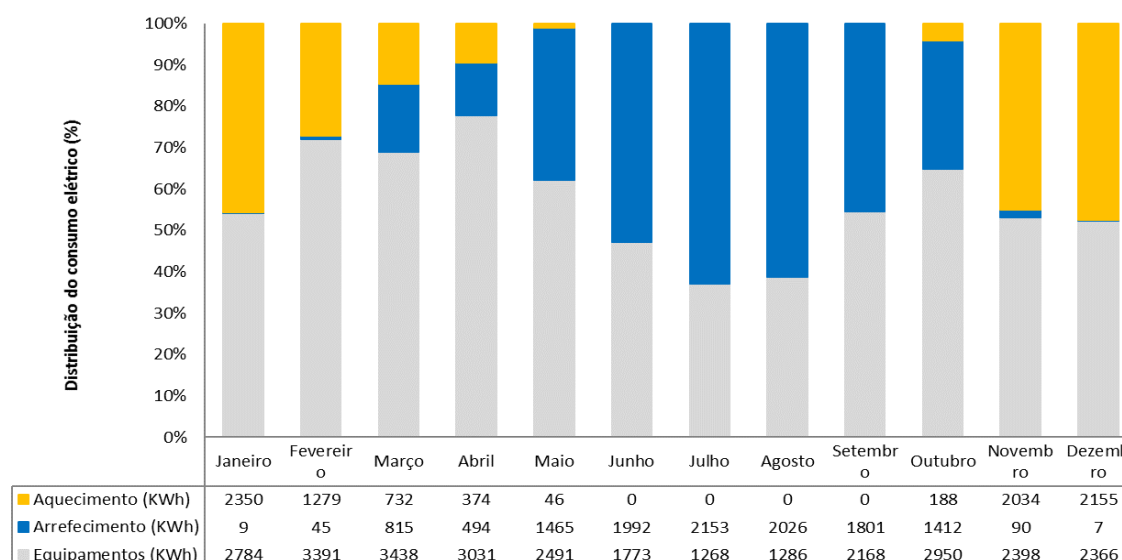


Figura 20 – Distribuição do consumo elétrico do edifício de serviços.

Através do diagrama de carga mensal e da distribuição dos consumos elétricos da biblioteca, compreende-se que a parcela referente aos equipamentos elétricos é a mais significativa quando comparada com as restantes, representando cerca de 50% ou mais do consumo elétrico total entre os meses de outubro e maio. Nos restantes meses, esta parcela é inferior (cerca de 30% do consumo elétrico total). De acordo com o que foi referido anteriormente, isto verifica-se devido à menor utilização dos equipamentos elétricos da biblioteca consequente do período de férias de verão dos utentes e funcionários. A parcela correspondente ao aquecimento representa entre 30% a 50% nos meses de novembro a fevereiro. Por sua vez, verifica-se que o consumo elétrico referente ao arrefecimento é bastante significativo, entre 40% a 80% nos meses de maio a setembro. Verifica-se que a distribuição do consumo elétrico relativamente ao aquecimento e arrefecimento é concordante com as variações das condições climáticas de Portugal Continental.

Para uma análise mais detalhada do consumo elétrico do edifício na Figura 21 e na Figura 22 é possível observar a variação do consumo elétrico semanal e diário através de duas semanas e dois dias representativos de consumo elétrico correspondentes ao período de verão e inverno respetivamente.

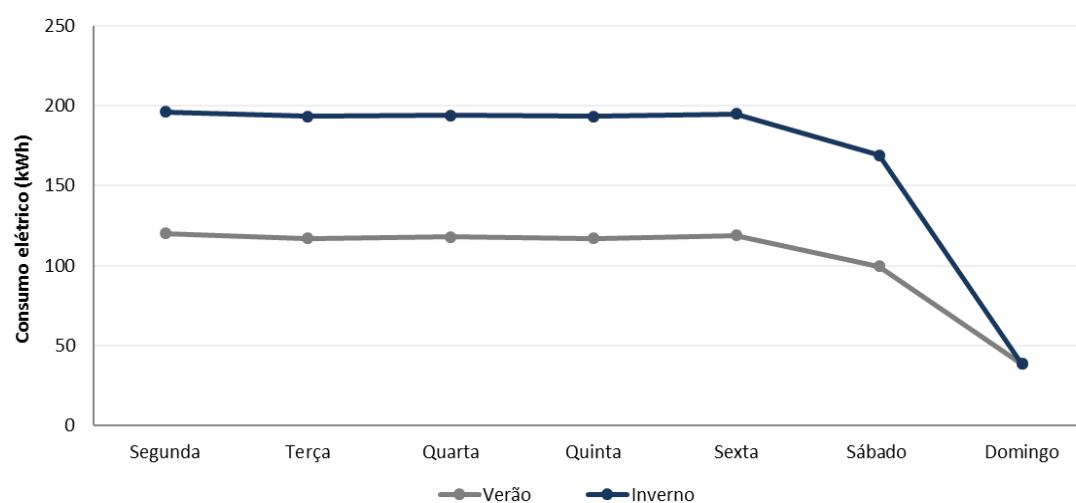


Figura 21 - Diagrama de carga elétrico representativo de uma semana típica de verão e de inverno, setor de serviços.

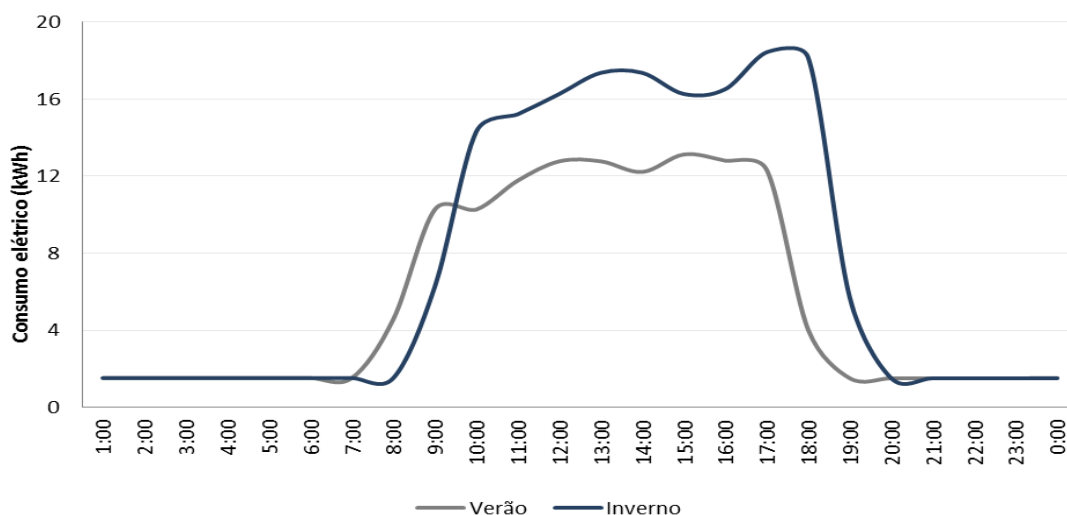


Figura 22 - Diagrama de carga elétrico representativo de um dia típico de verão e inverno, setor de serviços.

A partir da Figura 21 verifica-se que, ao longo do período semanal, o consumo elétrico é praticamente constante nos dias úteis e decresce no sábado devido à menor afluência de utilizadores e funcionários e ao reduzido horário de funcionamento do edifício. No domingo, a biblioteca encontra-se encerrada e por este motivo o consumo elétrico limita-se ao consumo de poucos equipamentos que estão permanentemente ligados (Guerreiro, 2016). Existe ainda um decréscimo no padrão de consumo de eletricidade na semana típica referente ao verão devido principalmente ao decréscimo do consumo referente aos equipamentos elétricos.

Na Figura 22 verifica-se novamente o decréscimo no consumo elétrico do dia típico da estação de inverno para a de verão pelo mesmo motivo apresentado anteriormente. Constatase ainda o padrão normal de consumos de um edifício num dia, em que é atingido um pico de consumo na chegada dos funcionários e na abertura da biblioteca ao público, mantendo-se os consumos constantes ao longo do horário de funcionamento. No dia típico de Inverno destaca-se um aumento dos consumos elétricos por volta das 18h devido à necessidade de luz artificial.

Ao perfil de consumo de energia elétrica da biblioteca aplicou-se a tarifa transitória de venda a clientes finais em vigor em 2018, de acordo com informação disponível da ERSE, Tabela 7 (Capítulo 3). Teve-se ainda em conta o período legal de verão e de inverno, isto é, considerou-se diferentes períodos horários na aplicação da mesma tarifa no período de verão e no período de inverno como indicado na Tabela 10.

Verifica-se um aumento do consumo elétrico entre as 7h30 e as 17h30, correspondente às horas de ponta e cheia.

A biblioteca tem uma área útil de 1330 m² e uma área de telhado disponível para instalação de sistemas de energia solar fotovoltaica de 370 m², Figura 11 e Tabela 11.

A partir do valor de cobertura disponível fez-se variar a área de integração do sistema solar fotovoltaico, como referido no capítulo anterior. Na Tabela 15 estão representados os valores de potência, área e investimento do sistema utilizado.

Tabela 15 – Área, Potência e Custo do investimento dos sistemas PV em estudo, setor de serviços.

PV	Porcentagem de utilização da cobertura disponível				
	130%	100%	75%	50%	25%
Potência (kWp)	38,6	29,7	22,1	14,9	7,3
Área útil de PV (m²)	234,1	180,0	134,2	90,0	44,2
Custo de investimento (k€)	54,0	41,6	31,0	20,8	14,6

A energia produzida foi calculada a partir da expressão 3.3.2 para todas as variações de área consideradas.

No caso de estudo pretendeu-se analisar o cenário em que a área é superior à cobertura disponível (130%) de forma a ser possível considerar um ponto em que o valor da produção seja próximo ao valor do consumo de energia elétrica do edifício, isto é, em que o balanço de energia cumpra os requisitos de um nZEB.

Na Tabela 16 é apresentado o valor de energia anual produzida para cada potência.

Tabela 16 – Energia anual produzida por cada potência do sistema solar fotovoltaico estudada, setor de serviços.

Área útil de PV (m²)	180,0	134,2	90,0	44,2
E_{PV} (MWh)	38,7	28,8	19,3	9,5

A análise da produção de energia elétrica incidiu sobre o sistema de 29,7 kWp, cenário com utilização de 100% da cobertura disponível do edifício, uma vez que representa o maior valor de energia produzida, sendo que dentro do total de área disponível de cobertura, é o sistema mais indicado para que o consumo de energia final seja o mais próximo de zero, de forma a podermos obter um cenário em que o edifício cumpra os requisitos mínimos de um nZEB.

Na Figura 23, é possível verificar a quantidade de energia produzida pelo sistema de 29,7 kWp e qual a quantidade referente ao autoconsumo durante o ano considerado.

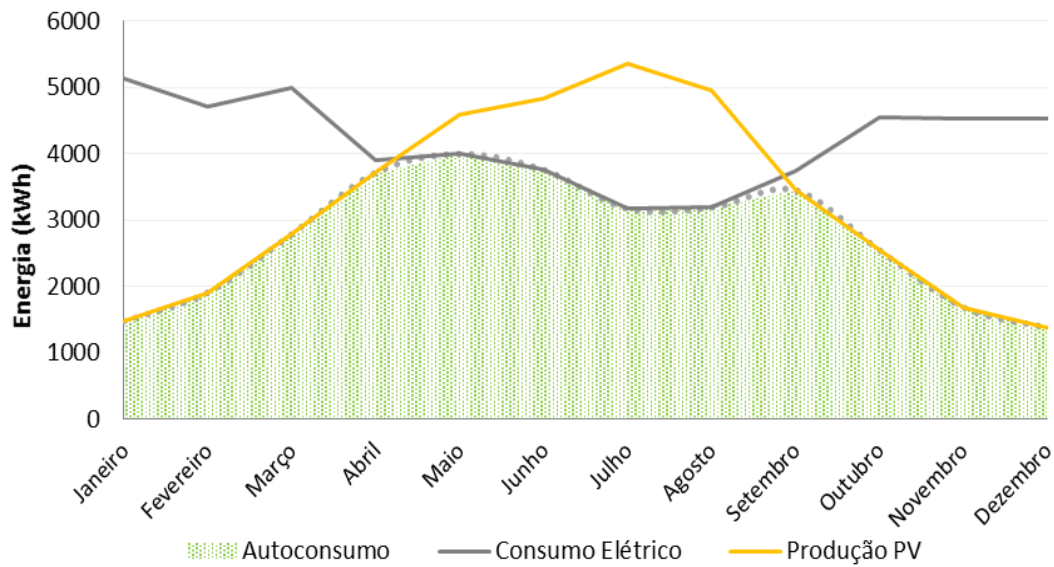


Figura 23 – Diagrama de carga de energia elétrica e energia produzida pelo sistema solar fotovoltaico de 29,7 kWp.

A Figura 24 apresenta a quantidade de energia elétrica que resulta do excedente produzido e também a quantidade de energia final a consumir da RESP, a nível mensal.

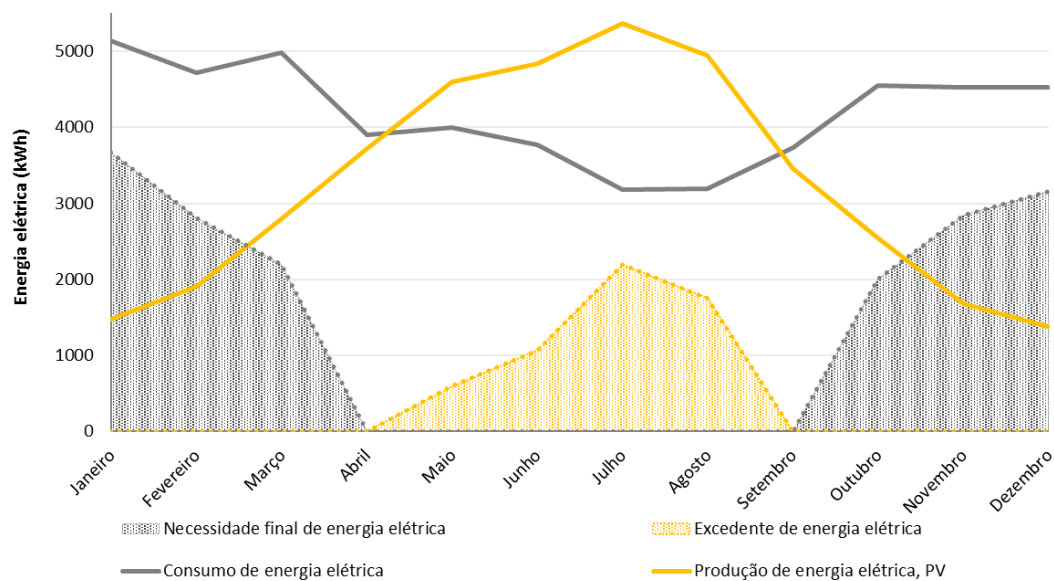


Figura 24 – Representação do excedente e do défice de energia elétrica do sistema de 29,7 kWp.

Determinou-se também o diagrama de carga de quatro dias típicos do ano que representam as diferenças entre o consumo, a produção e a necessidade final de energia elétrica durante as quatro estações do ano, Figura 25.

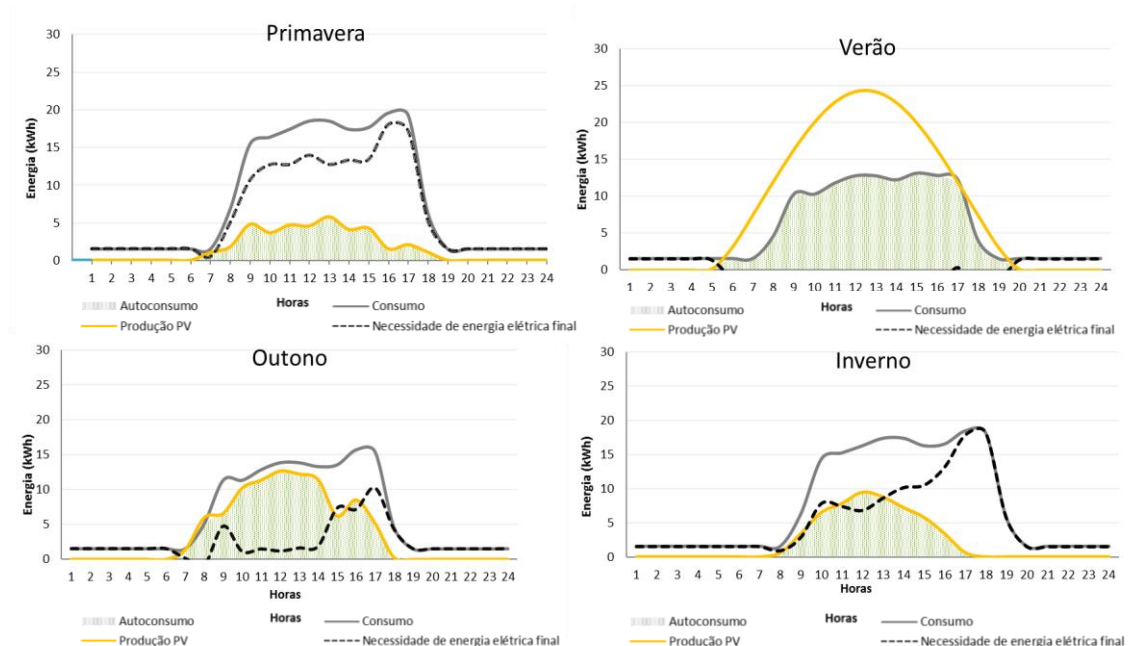


Figura 25 – Representação horária do consumo, produção, autoconsumo e necessidade final de energia elétrica para 4 dias típicos, sistema de 29,7 kWp.

A Figura 23 e 24 permitem constatar que num panorama anual, apenas temos produção de energia elétrica em excesso de abril a setembro, quando temos valores de irradiação solar superiores. Parte deste período coincide com a menor afluência de utentes ao edifício de serviços e, portanto, com o período de consumo elétrico inferior. Neste caso, será particularmente interessante a venda de energia à RESP.

A Figura 25 permite compreender que no período de verão a necessidade de energia final do edifício é suprida quase na sua totalidade, exceto nas horas em que não existe irradiação global, das 20h às 6h. Neste período horário não é possível colmatar o consumo dos equipamentos ligados. A necessidade de consumo final é maior na época do ano referente ao inverno e à primavera.

Na Tabela 17 estão os valores referentes para cada potência instalada.

Tabela 17 - Valores dos parâmetros estudados, setor de serviços.

Potência do sistema (kWp)	38,6	29,7	22,1	14,9	7,3
Área útil PV (m ²)	234,1	180,0	134,2	90,0	44,2
Área utilizada (%)	130	100	75	50	25
Consumo anual (MWh)	50,4				
Ppv (MWh)	50,3	38,7	28,8	19,3	9,5
Autoconsumo (MWh)	30,0	26,6	22,4	16,8	8,8
Excedente (MWh)	20,3	12,2	6,4	2,6	0,7
Consumo final de energia elétrica (MWh)	20,4	23,9	28,0	33,7	41,6
Energia Primária (kWh/m ² .ano)	38,4	44,9	52,7	63,3	78,3
Custo do consumo final de energia elétrica (k€)	3,6	4,5	5,5	7,0	9,3
Proveito da venda de energia elétrica (k€)	1,0	0,6	0,3	0,1	0,03
Balanço de compra e venda à RESP (k€)	2,6	3,9	5,2	6,9	9,2

Em conformidade com os resultados obtidos na tabela acima, idealmente, deveria ser considerado o sistema com uma potência de 38,6 kWp uma vez que a produção de energia elétrica anual representa 99% do consumo anual, pelo que é o cenário que mais se aproxima dos requisitos de um NZEB. O consumo final de energia diminui cerca de 40%, e apresenta um valor de energia primária de 38,35 kWh/m² ano. O autoconsumo é muito significativo quando comparado com os outros cenários abordados, representa cerca de 60% do consumo anual. Irá por este motivo também ser o cenário onde existe maior excedente de energia, que irá ter mais proveitos de venda e menores custos com a compra de energia necessária, visto que este consumo também será menor como foi referido anteriormente.

Desta forma, o cenário onde é utilizado 130% da área disponível torna-se relevante para a análise do caso de estudo. No entanto, tem de se ter em consideração que a instalação do sistema deveria abranger uma fração de terreno nas proximidades (*on-site*).

É possível constatar que para uma utilização de 100% da área de cobertura disponível, sistema de 29,7 kWp, o consumo final elétrico do edifício é de 23,9 MWh, o que representa uma diminuição de cerca de 53% do consumo anual do edifício. Este cenário apresenta também valores de consumo de energia final, de energia primária e de custos associados inferiores aos dos cenários dos

sistemas considerados para uma percentagem de área utilizada de 75, 50 e 25%. Para este último cenário apenas é possível diminuir o consumo anual do edifício em cerca de 18%, pelo que a integração do sistema com uma potência de 7,3 kWp se torna menos interessante.

O balanço obtido dos custos associados à compra e proveitos associada venda de energia à RESP é menor nos cenários em que existe mais potência instalada, no entanto, se analisarmos a Tabela 15, percebemos que o custo associado ao investimento irá ser maior. Adiante irá ser feita uma análise com maior detalhe aos custos associados à integração de cada um destes cenários.

Na Figura 26 é possível verificar visualmente a variação ao longo do ano do consumo final de energia elétrica em comparação com o consumo anual do edifício para o cenário em que é utilizado 100% da área disponível. É possível também verificar o excedente de energia numa base mensal. A análise dos dados foi realizada a nível horário, pelo que existem, por exemplo, dias do mês de fevereiro em que é produzida mais energia do que é necessário, existindo um excedente de energia considerado para o total do mês, conforme representado na figura. Isto também se aplica ao consumo final do edifício.

O balanço energético apenas considera o total de energia final consumida da rede e de energia final excedente e vendido à rede, durante o ano típico analisado.

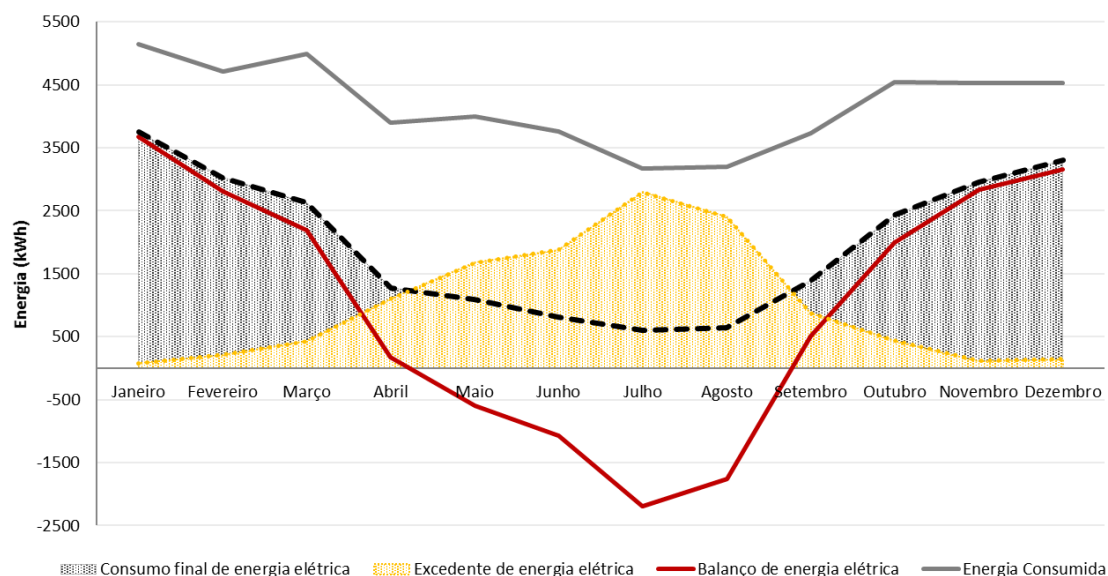


Figura 26 - Consumo final e excedente e balanço de energia elétrica, sistema 29,7 kWp.

Na Figura 27 são apresentados os custos e proveitos da compra e venda de energia à RESP.

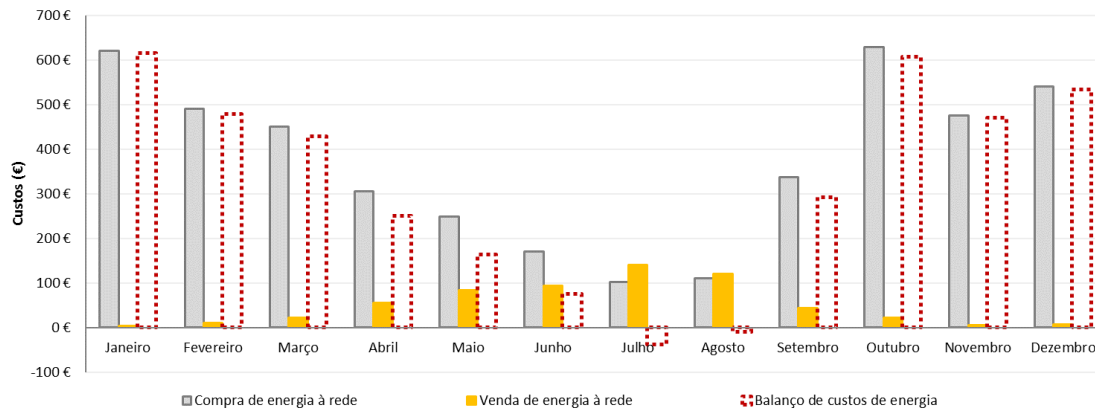


Figura 27 – Valores dos custos e proveitos de energia à RESP e balanço destes custos, setor de serviços.

No panorama mensal a necessidade de venda do excedente é superior nos meses de abril a agosto, inclusive, pelo que os proveitos retirados da venda de energia são mais elevados neste período de tempo. O custo de compra de energia à RESP teve por base o tarifário indicado no capítulo anterior, considerando a tarifa tri-horária do edifício em estudo. O tarifário de venda utilizado é fixo nos 0,05 €/kWh, conforme já referido. A compra e venda de energia é feita a nível horário pelo que a Figura 27 representa os valores mensais deste balanço de custos. Todos os custos considerados no gráfico não se encontram atualizados e não contemplam custos de investimento nem operação e manutenção do sistema.

4.2. Caso de estudo – setor residencial

O caso de estudo do sector residencial tem por base dados de consumo de 2018 do sistema de informação de mercados de energia da REN e dados estatísticos do consumo médio da PORDATA, conforme referido no capítulo anterior como a metodologia adotada. O diagrama de carga obtido representa o edifício residencial típico da zona de Rio Maior.

O edifício residencial regista um consumo anual de 2,452 MWh para o ano 2018, distribuídos ao longo do ano conforme o perfil de consumo representado na Figura 28.

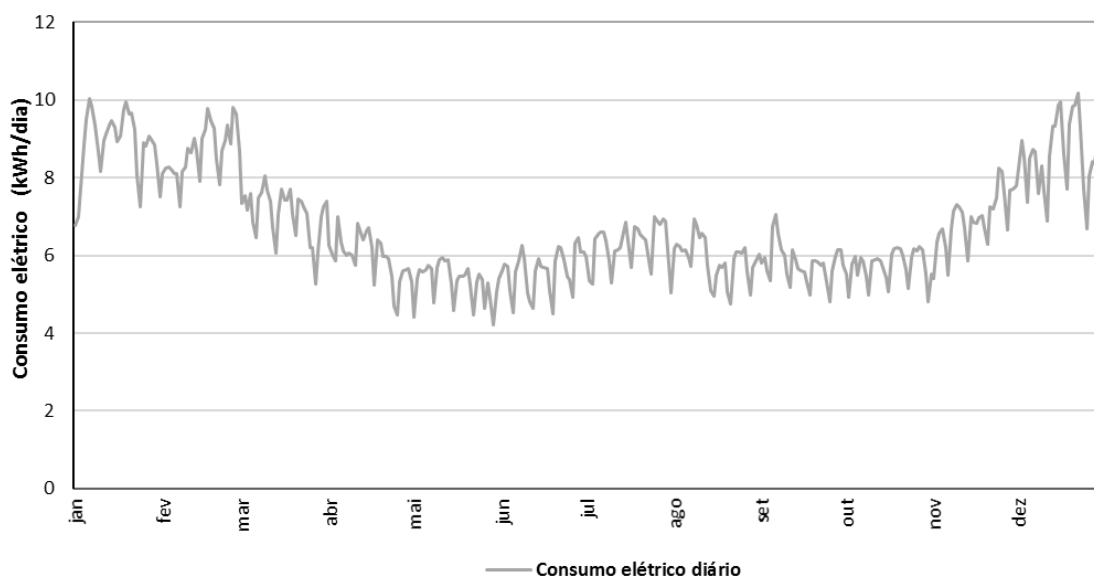


Figura 28 - Consumo elétrico diário para o setor residencial.

O edifício residencial em estudo tem por base consumos médios deste tipo de habitação em Rio Maior. O consumo é superior durante os meses de inverno, onde existem necessidades de aquecimento e iluminação superiores. Os picos correspondem essencialmente aos dias em que temos um período horário de utilização maior dos equipamentos elétricos por parte do consumidor. Estes dias são essencialmente os dias referentes aos fins de semana, sábado e domingo.

Na Figura 29 é possível observar com maior detalhe o diagrama de carga mensal.

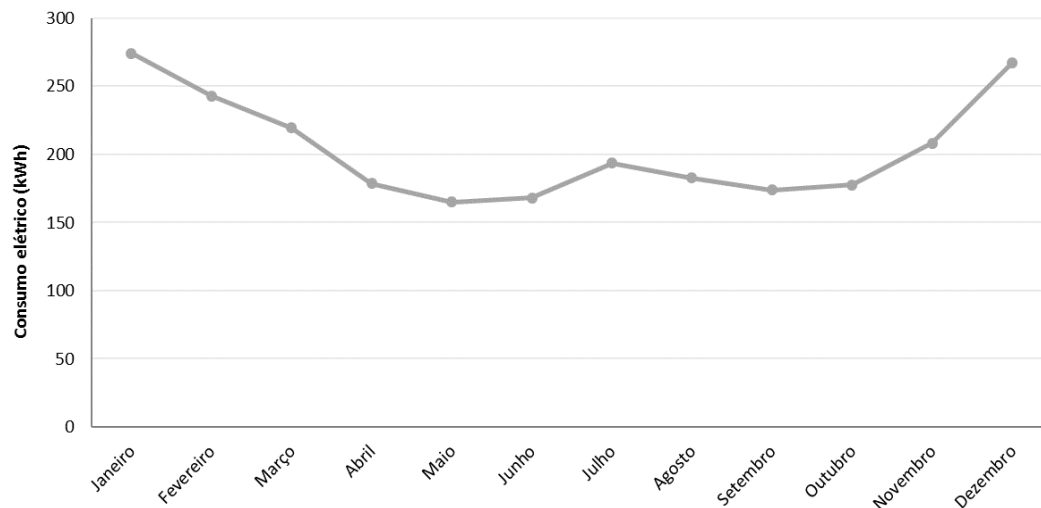


Figura 29 - Diagrama de carga anual do edifício residencial.

Mensalmente, verifica-se um consumo energético superior entre os meses de novembro a fevereiro comparativamente aos restantes meses do ano, tal como no caso de estudo do setor de serviços. O mês de janeiro é registado como o mês de maior consumo de energia elétrica, 274,3 kWh, e o junho como o mês de menor consumo, 164,9 kWh.

Para este caso não foi possível detalhar os dados retirados da REN e desta forma não foi possível fazer o levantamento de informação relativa à distribuição do consumo elétrico deste edifício típico.

Para uma análise mais detalhada do consumo elétrico do edifício na Figura 30 e na Figura 31 é possível observar a variação do consumo elétrico semanal e diário através de duas semanas e dois dias representativos de consumo elétrico correspondentes ao período de verão e inverno respetivamente.

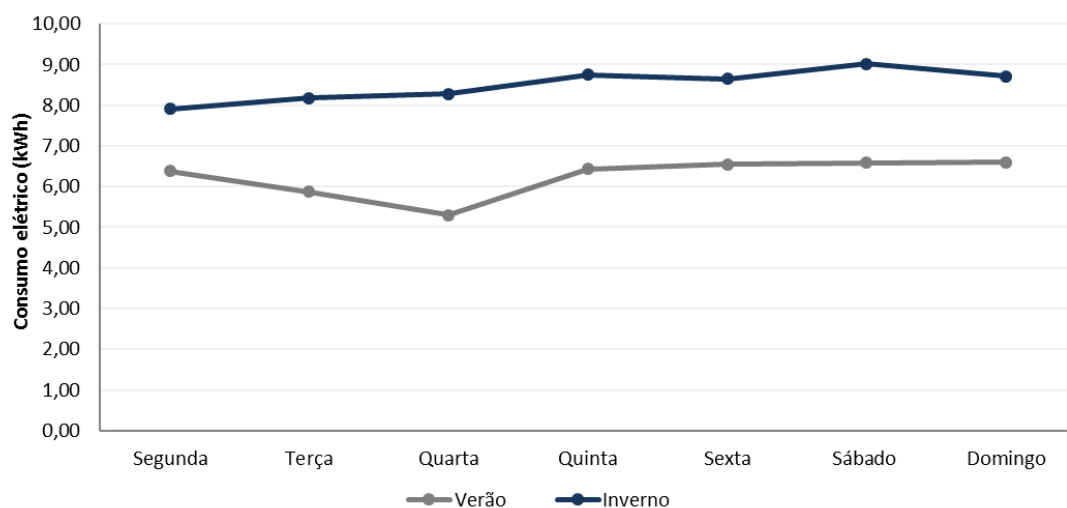


Figura 30 - Diagrama de carga elétrica representativo de uma semana típica de verão e de inverno, setor residencial.

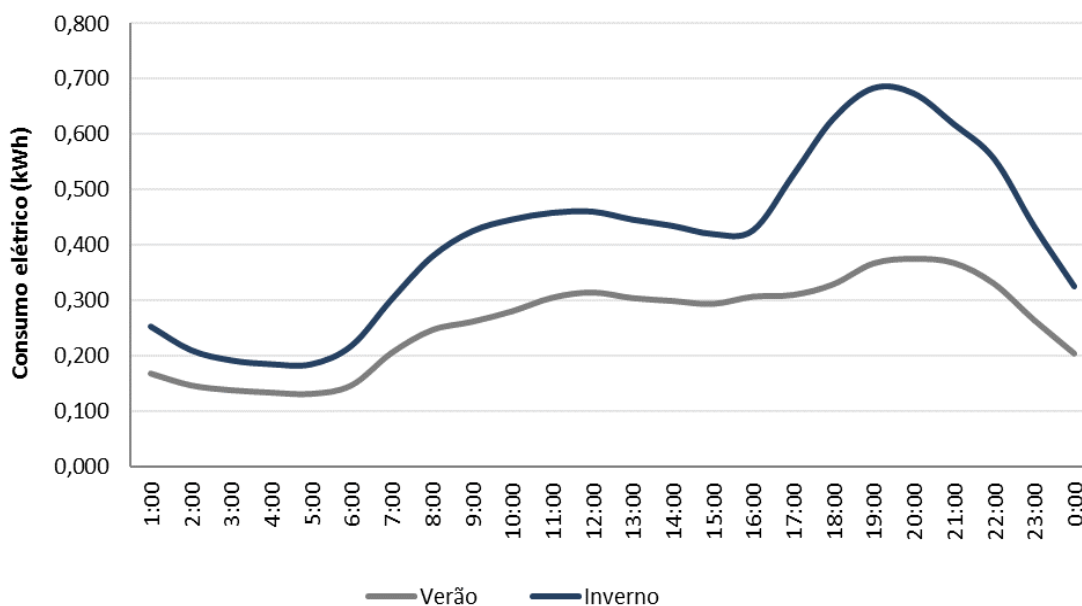


Figura 31 - Diagrama de carga elétrico representativo de um dia típico de verão e inverno, setor de serviços

A partir da Figura 30 verifica-se que, ao longo do período semanal, o consumo elétrico é praticamente constante nos dias úteis e aumenta ligeiramente no sábado devido à maior utilização de equipamentos elétricos como máquinas de lavar loiça e roupa, televisão, entre outros equipamentos. Existe ainda um decréscimo no padrão de consumo de eletricidade na semana típica referente ao Verão devido principalmente ao provável decréscimo do consumo referente ao aquecimento das habitações.

Na Figura 31 verifica-se novamente o decréscimo no consumo elétrico do dia típico da estação de inverno para a de verão pelo motivo apresentado anteriormente. Consta-se ainda o padrão normal de consumos de um edifício típico, com a chegada à habitação entre as 17 horas e as 18 horas (período de cheia) e é atingido um pico de consumo por volta das 20 horas (período de ponta). Existe um decréscimo no consumo a partir das 20 horas, até às 7 horas do dia seguinte. Logicamente, durante o período de vazio o consumo é muito inferior quando comparado com outros períodos do dia.

Ao perfil de consumo de energia elétrica da habitação aplicou-se a tarifa bi horária transitória de venda a clientes finais em vigor em 2018, de acordo com informação disponível da ERSE, Tabela 8 (Capítulo 3). Teve-se ainda em conta o período legal de verão e de inverno, isto é, considerou-se diferentes períodos horários na aplicação da mesma tarifa no período de verão e no período de inverno como indicado na Tabela 10.

Para o edifício residencial assumiu-se uma área de 250 m² e uma área de cobertura disponível de 45 m², Tabela 11.

A partir do valor de cobertura disponível fez-se variar a área de integração do sistema solar fotovoltaico, como referido no capítulo anterior. Na Tabela 18 estão representados os valores de potência, área e investimento do sistema utilizado.

Tabela 18 - Área, Potência e Custo do investimento dos sistemas PV em estudo, setor residencial.

PV	Percentagem de utilização da cobertura disponível			
	100%	75%	50%	25%
Potência (kWp)	3,25	2,25	1,50	0,75
Área útil de PV (m²)	21,3	14,8	9,8	4,9
Custo de investimento (k€)	6,5	4,5	3,0	1,5

A energia produzida foi calculada a partir da expressão 3.3.2 para todas as variações de área consideradas.

Na Tabela 19 é apresentado o valor de energia anual produzida para cada potência.

Tabela 19 - Energia anual produzida por cada potência do sistema solar fotovoltaico estudada, setor residencial.

Área útil de PV (m²)	21,3	14,8	9,8	4,9
E_{PV} (MWh)	4,1	2,9	1,9	0,9

A análise da produção de energia elétrica incidiu sobre o sistema de maior potência, cenário com utilização de 100% da cobertura útil do edifício, uma vez que representa o maior valor de energia produzida e para poder ser feita uma análise em conjunto com o caso de estudo anterior.

Na Figura 32, é possível verificar a quantidade de energia produzida pelo sistema de 3,25 kWp e qual a quantidade referente ao autoconsumo durante o ano considerado.

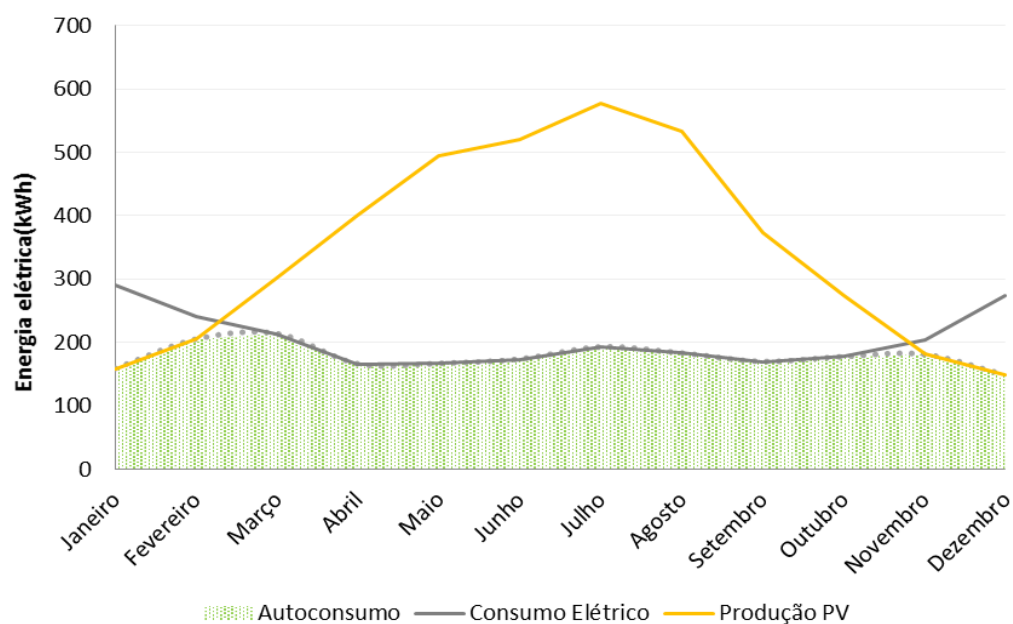


Figura 32 - Diagrama de carga de energia elétrica e energia produzida pelo sistema solar fotovoltaico de 3,25 kWp.

A Figura 33 demonstra a quantidade de energia elétrica que resulta do excedente produzido e também a quantidade de energia final a consumir da RESP, a nível mensal.

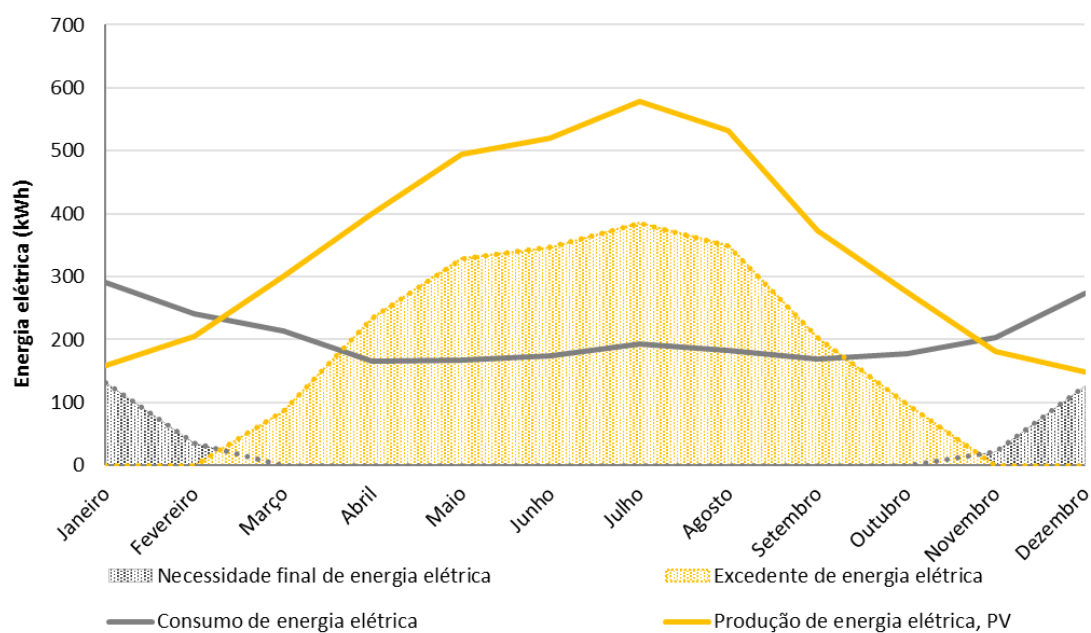


Figura 33 - Representação do excedente e do défice de energia elétrica do sistema de 3,25 kWp.

As Figura 32 e 33 permitem concluir que, no panorama anual, temos produção de energia elétrica em excesso de março a outubro, inclusive. Existe evidentemente um menor consumo em comparação com o setor de serviços, mas também maior excedente de energia quando

comparamos a percentagem de energia produzida em excesso, no cenário em que é utilizada toda a cobertura disponível (cenário de 100%),

Parte deste período coincide com a menor afluência de utentes ao edifício de serviços e, portanto, com o período de consumo elétrico inferior. Neste caso, também será considerada a venda de energia à RESP.

Determinou-se também o diagrama de carga de quatro dias típicos do ano que representam as diferenças entre o consumo, a produção e a necessidade final de energia elétrica durante as quatro estações do ano, Figura 34.

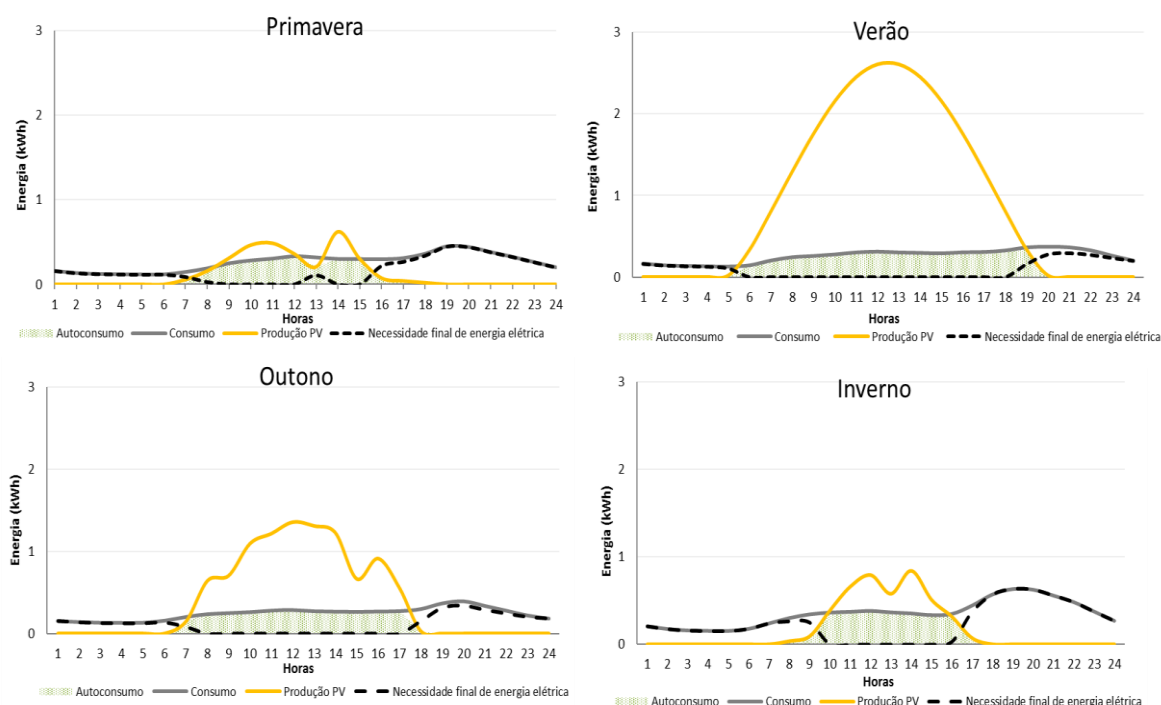


Figura 34 - Representação horária do consumo, produção, autoconsumo e necessidade final de energia elétrica para 4 dias típicos, sistema de 3,25 kWp.

A Figura 34 permite compreender que no período de verão para um dia típico a necessidade de energia final do edifício é suprida quase na sua totalidade, exceto nas horas em que não existe irradiação global, das 20h às 6h. Neste período horário não é possível colmatar o consumo dos equipamentos ligados. A necessidade de consumo final é maior na época do ano referente à primavera e inverno.

Na Tabela 20 estão os valores referentes para cada potência instalada.

Tabela 20 - Valores dos parâmetros estudados, setor residencial.

Potência do sistema (kWp)	3,25	2,25	1,5	0,75
Área útil PV (m ²)	21,3	14,8	9,8	4,9
Área utilizada (%)	100	75	50	25
Consumo anual (MWh)	2,5			
Ppv (MWh)	4,2	2,9	1,9	0,9
Autoconsumo MWh	1,1	1,0	0,9	0,8
Excedente (MWh)	3,0	1,8	0,9	0,2
Consumo final de energia elétrica (MWh)	1,3	1,4	1,5	1,7
Energia Primária (kWh/m ² .ano)	13,22	13,84	14,69	16,83
Custo do consumo final de energia elétrica (€)	194,7 €	206,2 €	222,2 €	262,7 €
Proveito da venda de energia elétrica (€)	152,0 €	90,9 €	47,1 €	9,7 €
Balanço de compra e venda à RESP (€)	42,7 €	115,3 €	175,1 €	252,9 €

Em conformidade com os resultados obtidos na tabela acima apresentada, é possível verificar que a integração do sistema de 3,25 kWp resulta na produção anual de 4,2 MWh o que representa 170% do consumo anual, pelo que claramente vai existir um excedente de energia significativo, cerca de 70% da energia produzida terá de ser vendida à RESP. O consumo final de energia diminui apenas cerca de 47%, o que se traduz no valor de 13,22 kWh/m².ano de energia primária. Se compararmos todos os valores da Tabela 20, concluímos o sistema com a potência de 3,25 kWp não é o mais adequado para integração no edifício em estudo, uma vez que pretendemos dimensionar um sistema de forma a que exista um elevado autoconsumo e o menor excedente possível para venda à rede. Os resultados demonstram que o consumo final de energia não diminui acentuadamente apenas por aumentar a potência do sistema, uma vez que diariamente existirá maior produção de energia no período de maior irradiação global e não nos períodos em que o consumo é mais elevado. Como o caso em estudo não engloba a possibilidade o armazenamento da energia excedente em baterias, a utilização de 100% da área disponível não é a mais adequada.

O sistema de 2,25 kWp representa uma diminuição de 44% do consumo anual do edifício, enquanto que os restantes sistemas, 1,5 e 0,75 kWp, representam uma diminuição de 41% e 32 % respetivamente. A partir desta conclusão, o cenário em que é apenas utilizado 25% da área disponível perde relevância. Entre o sistema de 2,25 kWp e 1,5 kWp temos um excedente que representa 62% e 48% da energia produzida.

O balanço obtido dos custos associados à compra e proveitos associados à venda de energia à RESP é menor nos cenários em que existe mais potência instalada, no entanto se analisarmos a Tabela 18, percebemos que o custo associado ao investimento irá ser maior. Neste Capítulo será ainda feita uma análise com maior detalhe aos custos associados à integração de cada um destes cenários.

Na Figura 35 é possível verificar visualmente a variação ao longo do ano do consumo final de energia elétrica em comparação com o consumo anual do edifício para o cenário em que é utilizado 100% da área disponível. É possível também verificar o excedente de energia em cada mês do ano. Tal como no caso de estudo anterior, a análise dos dados foi realizada a nível horário. Assim existem dias do mês em que é produzida mais energia do que é necessário, existindo um excedente de energia considerado para o total do mês. Isto também se aplica ao consumo final do edifício.

O balanço energético apenas considera o total de energia final consumida da rede e de energia final excedente e vendido à rede, durante o ano típico analisado.

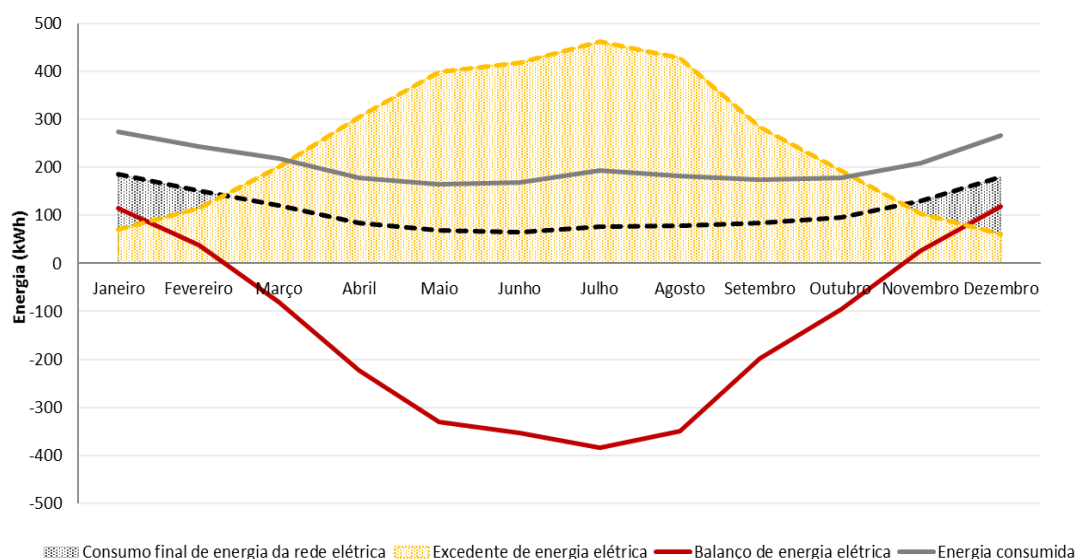


Figura 35 - Consumo final e excedente e balanço de energia elétrica, sistema 3,25 kWp.

Na Figura 36 são apresentados os custos e proveitos da compra e venda de energia à RESP.

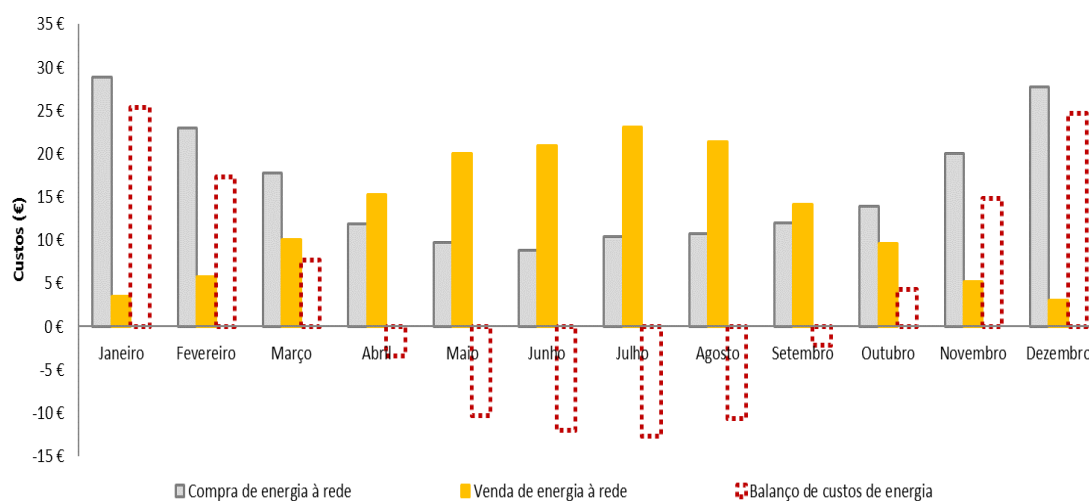


Figura 36 - Valores dos custos e proveitos de energia à RESP e balanço destes custos, caso residencial.

No panorama mensal a necessidade de venda do excedente é superior nos meses de abril a agosto inclusive, tal como no caso de estudo anterior. O custo de compra de energia à RESP teve por base o tarifário indicado no capítulo anterior, considerando a tarifa bi-horária do edifício em estudo. O tarifário de venda utilizado é fixo nos 0,05 € por kWh, conforme já referido. A compra e venda de energia é feita a nível horário pelo que a Figura 36 representa os valores mensais deste balanço de custos.

Todos os custos considerados no gráfico não se encontram atualizados e não contemplam custos de investimento nem operação e manutenção do sistema.

4.3. Análise económica

Para análise custo-benefício, utilizaram-se as expressões e a metodologia de custo ótimo descrita no capítulo anterior. Para o setor de serviços, apresenta-se nas Tabelas 21, 22 e 23 e na Figura 37 os valores obtidos da análise económica realizada para a integração de cada potência considerada do sistema PV.

Tabela 21 – Parâmetros fixos, setor de serviços.

Tempo de Vida (anos)	25
d_{om} (%)	0,5

Tabela 22 – Parâmetros de análise económica, setor de serviços.

Área PV (%)	Potência instalada (kW)	E _{pv} anual (MWh)	Produção acumulada ao longo de 25 anos (MWh)	Custo do equipamento (€/kWp)	Investimento inicial (k€)
130%	38,6	50,3	1 257	1 400	54 ,0
100%	29,7	38,7	967		41, 6
75%	22,1	28,9	721		30,9
50%	14,85	19,3	483		20,8
25%	7,29	9,5	237	2 000	14,6

Tabela 23 – Valores do custo unitário da energia produzida, TIR, Tr e ROI, sector de serviços.

a (%)	Custo unitário (€/kWh)	TIR (%)	Tr (anos)	ROI
3	0,169	180	7	2,8
5	0,184	127	8	2,3
7	0,199	88	8	1,9
10	0,226	46	10	1,5
12	0,244	26	12	1,3

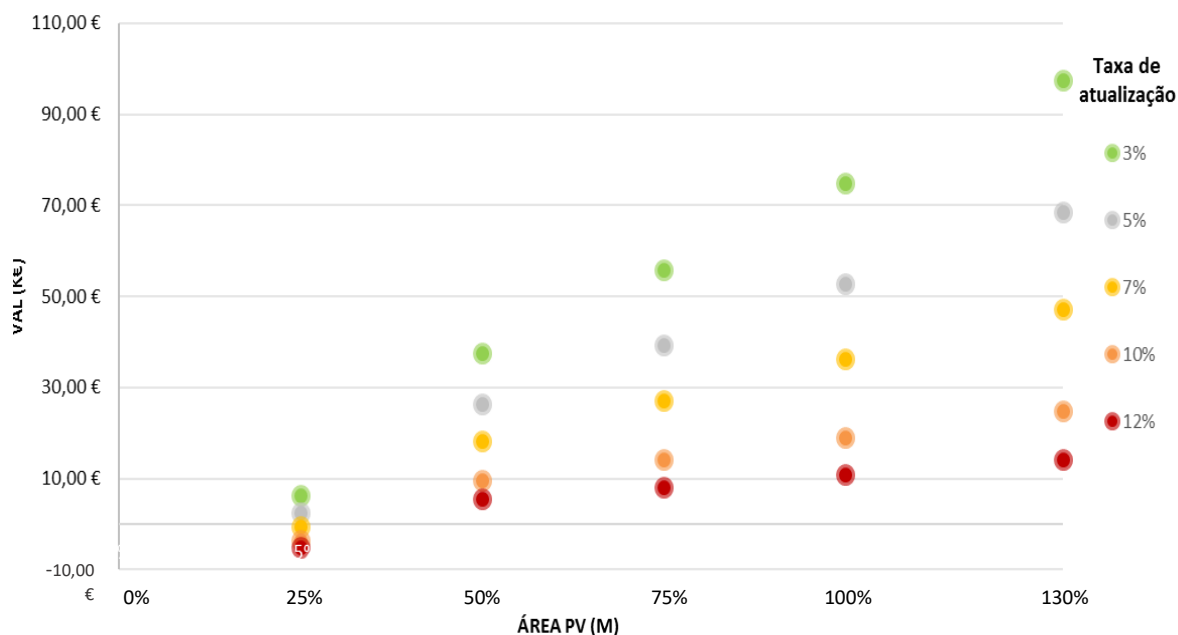


Figura 37 – Variação do VAL com a taxa de atualização e a área de PV instalada, sector de serviços.

Na Tabela 21, estão os parâmetros fixos considerados para a análise económica da integração dos painéis solares fotovoltaicos. Os custos de equipamento diferem consoante a potência do sistema em estudo uma vez que, em conformidade com o que foi referido no capítulo anterior, os sistemas com potência superior a 10 kWp têm um custo de 1400€/kWp e os sistemas com potência inferior a 10 kWp têm um custo de 2000€/kWp. Para o edifício de serviços, quando se tem uma área de implementação de 25% da cobertura disponível o sistema irá ter custos de equipamento superiores aos restantes cenários estudados.

O investimento inicial é superior de acordo com o aumento de potência instalada. A taxa de atualização tem influência no LCOE, VAL, TIR, Tr e ROI. O custo atualizado de cada unidade de energia produzida aumenta de acordo com o aumento da taxa de atualização. Note-se que o custo unitário não irá variar para as diferentes potências instaladas uma vez que o fator de atualização irá ser sempre o mesmo para cada taxa de atualização e, o investimento inicial e a energia produzida atualizada irão variar na mesma proporção. No entanto, isto não se verifica para 25% de área de PV, dado que o custo do equipamento é superior e, portanto, o investimento inicial não irá variar na mesma proporção.

O VAL é superior conforme o aumento da percentagem da área PV e diminuição da taxa de atualização, de acordo com a Figura 37. Pode-se observar que não é economicamente viável investir na integração de sistemas em apenas 25% da área disponível, uma vez que temos valores de VAL muito pequenos e que é também menos interessante investir na integração destes sistemas com taxas de atualização superiores. A Tir e o ROI também aumentam com o aumento da percentagem da área PV e, portanto, o período de recuperação do investimento diminui.

Para a integração da potência de 7,29 kWp a taxas mais elevadas, a instalação não é viável uma vez que o VAL apresenta valores quase nulos para uma taxa de atualização de 10% e valores negativos para uma taxa de 12%. O custo unitário suporta esta conclusão uma vez que é muito elevado, de 0,177 €/kWh e 0,203 €/kWh para as taxas referidas, respetivamente.

Para o setor residencial, apresenta-se na Tabela 25, 26, 27 e Figura 38 os valores obtidos da análise económica realizada para a integração de cada potência considerada do sistema PV.

Tabela 24- Parâmetros fixos, setor residencial.

Tempo de Vida (anos)	25
d_{om} (%)	0,5

Tabela 25 - Parâmetros de análise económica, setor residencial.

Área PV (%)	Potência instalada (kW)	Epy anual (MWh)	Produção acumulada ao longo de 25 anos (MWh)	Custo do equipamento (€/kWp)	Investimento inicial (k€)
100%	3,3	4,2	104	2 000	6,5
75%	2,3	2,9	72		4,5
50%	1,5	1,9	48		3,0
25%	0,75	0,9	24		1,5

Tabela 26 - Valores do custo unitário da energia produzida, TIR, Tr e ROI, setor residencial.

a (%)	Custo unitário (€/kWh)	TIR (%)	Tr (anos)	ROI
3	0,097	106	10	2,0
5	0,118	67	11	1,7
7	0,142	38	13	1,4
10	0,179	5	20	1,0
12	0,207	-	-	0,9

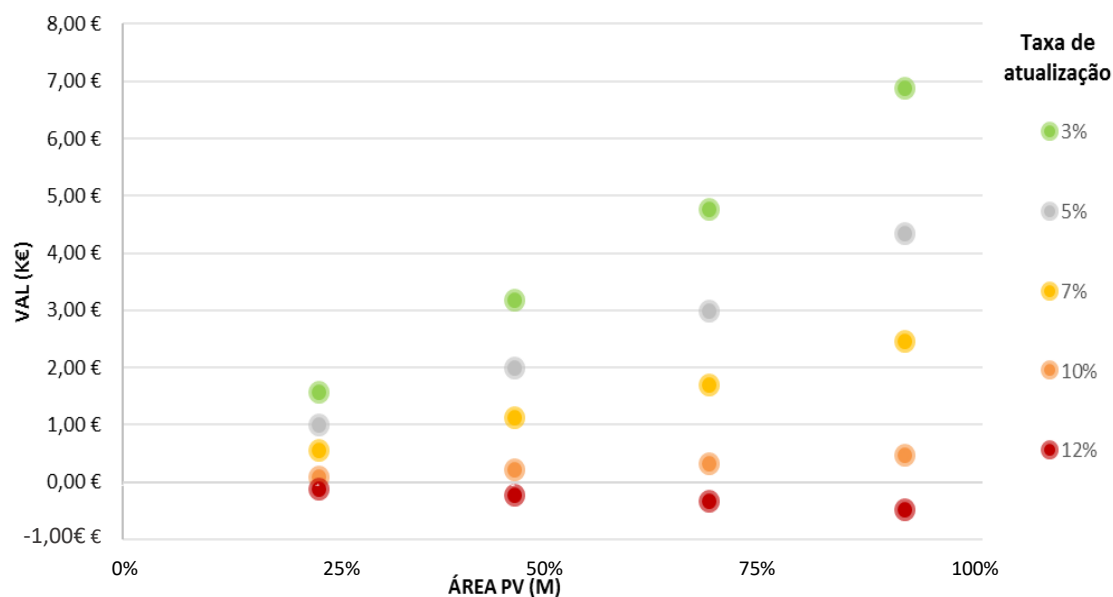


Figura 38 - Variação do VAL com a taxa de atualização e a área de PV instalada, setor residencial.

Neste caso de estudo, todos os sistemas analisados têm uma potência inferior a 10 kWp, pelo que os custos de equipamento têm um custo de 2000€/kWp. O investimento inicial é superior de acordo com o aumento de potência instalada. A taxa de atualização tem influência no LCOE, VAL, TIR, Tr e ROI. O custo atualizado de cada unidade de energia produzida, a TIR e a ROI aumentam de acordo com o aumento da taxa de atualização. Pelo contrário, o tempo de recuperação de investimento diminui.

O VAL é superior conforme o aumento da percentagem da área PV e diminuição da taxa de atualização, como é observado na Figura 38. Pode-se verificar que não é viável investir na integração dos sistemas considerados quando se tem taxas de atualização superiores.

4.3.1. Curva de Custo-Ótimo

Para determinar as curvas de custo-ótimo foi aplicada a metodologia de custo-ótimo descrita no Capítulo 3. Analisou-se também o cenário sem instalação de PV.

A Figura 39 demonstram os resultados obtidos para o caso de estudo do edifício de serviços.

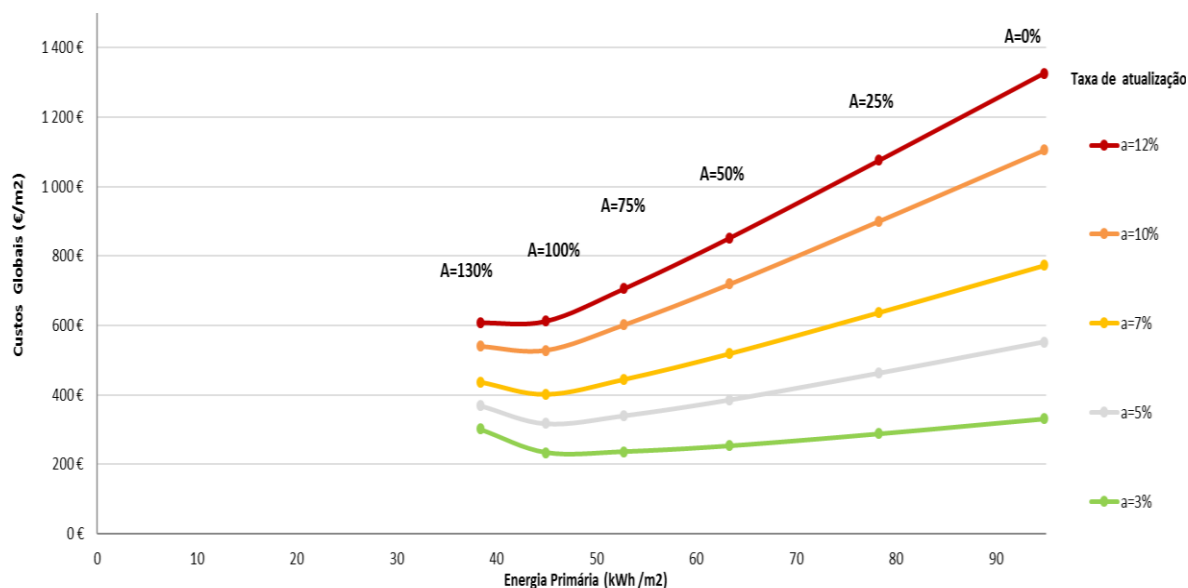


Figura 39 - Curva de custo-ótimo, edifício de serviços apenas com auto-consumo.

Na Figura 39 foi considerada a energia primária referente ao consumo final do edifício, isto é, ao consumo após a utilização da energia produzida do sistema integrado. Para os custos globais foi considerado o custo atualizado de compra da energia elétrica à rede, o custo de investimento e custo de operação e manutenção. Para este cenário é contabilizado apenas o auto-consumo, sem contabilização da venda de energia à rede.

O custo ótimo da integração de PV é alcançado no ponto mais baixo da curva que corresponde, para todas as taxas de atualização estudadas, à área máxima utilizada na cobertura disponível, isto é, ao ponto de $A=100\%$.

É possível verificar também a influência da taxa de atualização sobre os custos de compra de energia à RESP. A taxa com maior interesse será, obviamente, a mais baixa. Na taxa de atualização de 3%, o valor do custo global não difere de forma tão acentuada para as diversas percentagens de área utilizada, ao contrário das restantes taxas.

Os custos de investimento são mais elevados nos sistemas dimensionados para uma maior potência (kWp) no entanto estes terão consideravelmente menos custos relacionados com a compra de energia.

Os resultados obtidos variam entre 1076 €/m² e 78,28 kWh/m².ano e 234 €/m² e 44,94 kWh/m².ano para uma área total de 25% e uma taxa de atualização de 12% e, uma área total de 100% e uma taxa de atualização de 3%, respetivamente.

Verifica-se que a instalação de qualquer uma das percentagens de área PV é vantajosa, na medida em que a energia primária do edifício e os custos, nomeadamente os custos referentes à compra da energia necessária ao consumo, diminuem significativamente face aos valores apresentados para o caso de $A=0\%$ (sem integração de sistemas PV). No entanto, verificamos que caso não exista atualização dos custos no tempo, o custo global irá aumentando progressivamente conforme a área de instalação PV, uma vez que os custos de investimento são superiores.

Na Tabela 28 é possível verificar a diminuição da energia primária do edifício ao ser integrado um sistema PV, na totalidade da cobertura disponível ($A=100\%$), com uma taxa de atualização de 3%.

Tabela 27 - Valor de energia primária antes e após implementação de PV, A=100% e a=3%, setor de serviços.

Consumo de energia elétrica (MWh)	Anterior à integração de PV	50,4
	Após integração de PV	23,9
Energia Primária (kWh/m²/ano)	Anterior à integração de PV	94,8
	Após integração de PV	44,9

A Figura 40 representa a curva de custo ótimo num cenário em que é considerado o regime de autoconsumo com venda do excedente de energia elétrica.

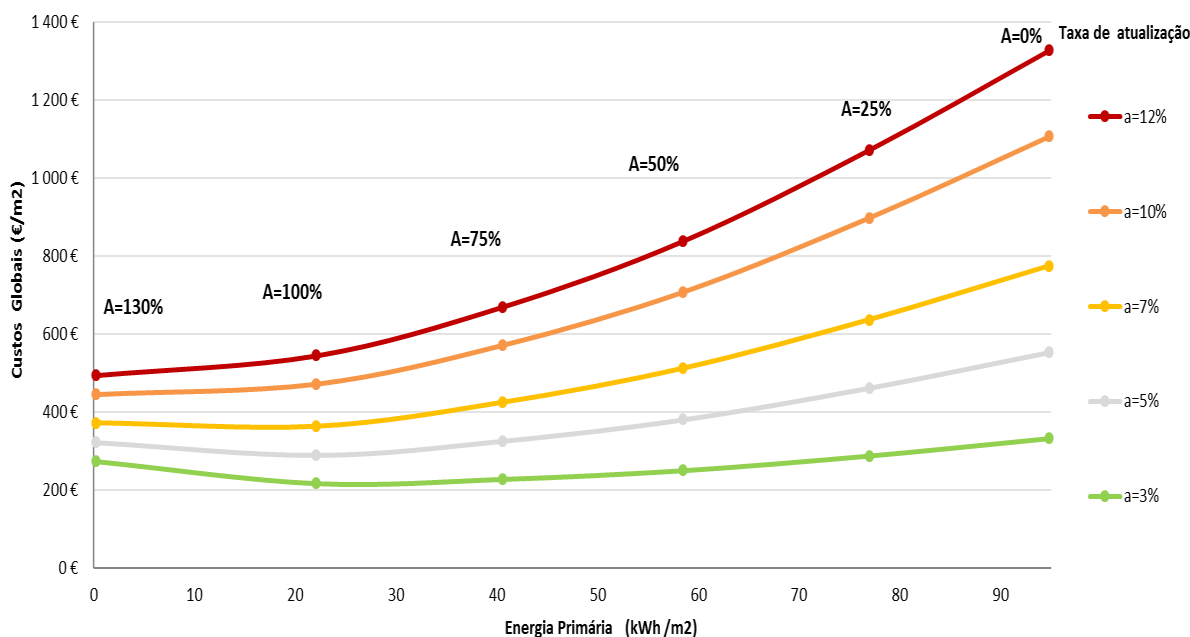


Figura 40 – Curva de custo ótimo com venda de energia à rede, setor de serviços.

Neste cenário é possível compreender que o balanço de energia de compra e venda à rede tem impacto na curva de custo-ótimo. Verifica-se um deslocamento da curva para a esquerda, sendo que a energia primária do edifício para A=130% está dentro dos valores dos níveis de um nZEB, conforme Figura 7 do Capítulo 2. Os custos globais deveriam ser mais elevados em sistemas de potências superiores dado que os custos de investimento são custos muito elevados quando comparados com os sistemas de menor potência. No entanto, o custo atualizado de compra de energia à rede acaba por ter um peso maior e o proveito da venda de energia acaba por diminuir também o valor final dos custos globais.

Neste caso, a solução de custo ótimo também passa pela integração de painéis solares em 100% da área disponível, a uma taxa de atualização de 3%. A energia primária apresenta um valor de 22,09 kWh/m²/ano a um custo global de 217 €/m².

Na Tabela 29 é possível verificar a diminuição da energia primária do edifício tendo em conta este cenário.

Tabela 28 - Valor de energia primária antes e após implementação de PV, A=100% e a=3%, setor de serviços.

Consumo de energia elétrica (kWh)	Anterior à integração de PV	50 445
	Após integração de PV	11 750
Energia Primária (kWh/m²/ano)	Anterior à integração de PV	94,8
	Após integração de PV	22,1

Foi também considerado o cenário em que existe um aumento dos preços da eletricidade de 2%/ano. Para este cenário, foi obtida a curva de custo-ótimo representada na Figura 41.

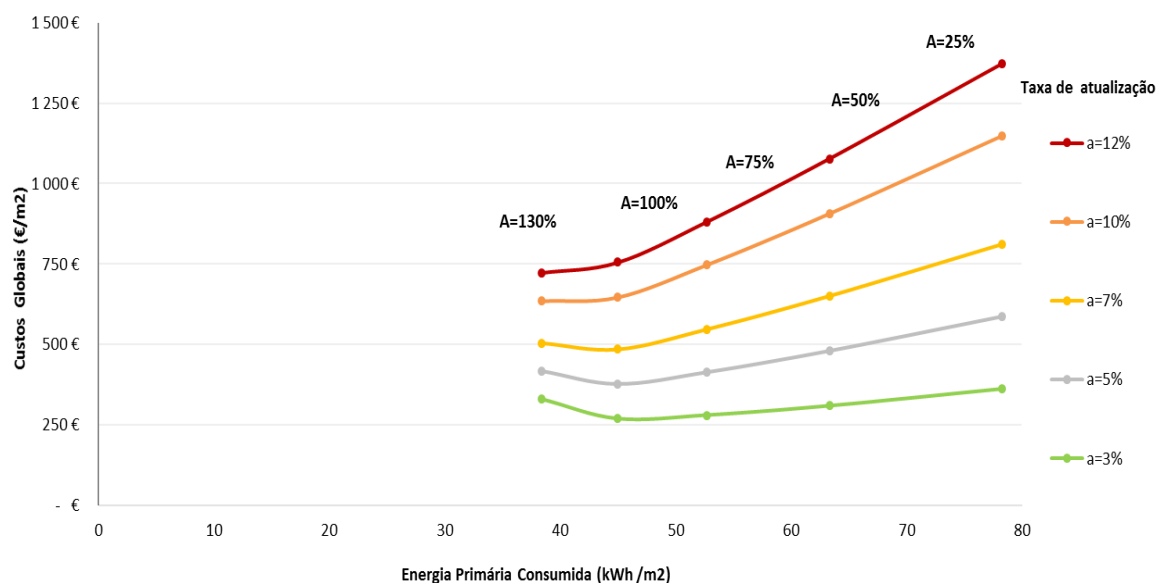


Figura 41 - Curva de custo-ótimo com aumento do preço de compra da eletricidade de 2%/ano, edifício de serviços apenas com auto-consumo.

Como esperado, é possível verificar que o aumento do preço da energia elétrica de 2% ao ano, tem influência nos custos globais, sendo que estes aumentam significativamente quando comparados com os custos representados na Figura 39.

A Figura 42 apresenta os resultados obtidos para o caso de estudo do edifício residencial.

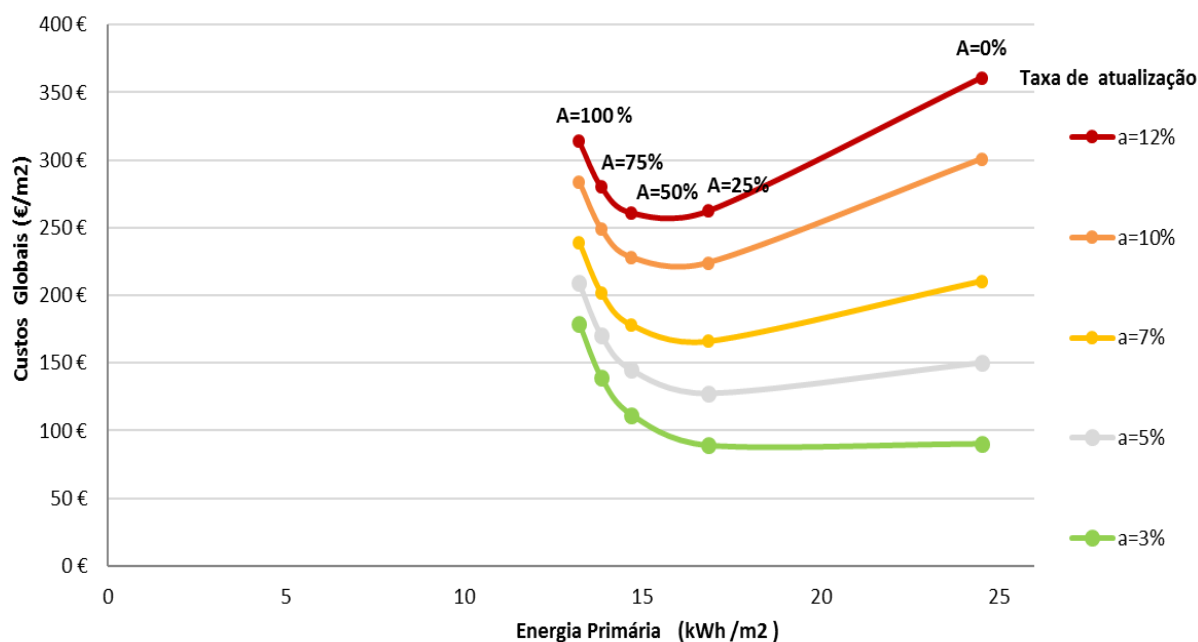


Figura 42 - Curva de custo-ótimo, edifício residencial apenas com auto-consumo.

Na Figura 42 foi considerada a energia primária referente ao consumo após a utilização da energia produzida do sistema integrado. Para os custos globais foi considerado o custo atualizado de compra da energia elétrica à rede, o custo de investimento e custo de operação e manutenção. Para este cenário não é contabilizada a venda de energia à rede.

O custo-ótimo da integração de PV é alcançado, teoricamente, no ponto mais baixo da curva, que no caso do setor residencial corresponde a diferentes percentagens de área utilizada dependendo da taxa de atualização considerada. É possível constatar que, apenas na taxa de atualização de 12%, o ponto de custo ótimo situa-se na área útil de PV de 50% ($A=50\%$). Em todas as outras taxas de atualização, é mais vantajoso integrar PV apenas em 25% da área disponível visto que é o ponto inferior da curva.

É possível verificar também a influência da taxa de atualização sobre os custos de compra de energia à RESP. A taxa de 12% resulta em custos de compra superiores à rede, pelo que quando temos apenas uma área útil de PV de 25% será necessária mais energia da rede do que nas restantes áreas, e, portanto, os custos relacionados com a energia vão ter um maior impacto.

Os custos de investimento são mais elevados nos sistemas dimensionados para uma maior potência (kWp), áreas úteis de PV superiores, no entanto estes terão consideravelmente menos custos relacionados com a compra de energia.

Os resultados obtidos variam entre 314 €/m² e 13,22 kWh/m².ano e 89 €/m² e 16,84 kWh/m².ano para uma área total de 100% e uma taxa de atualização de 12% e, uma área total de 25% e uma taxa de atualização de 3%, respetivamente.

Verifica-se neste cenário também que a instalação de qualquer uma das percentagens de área PV é vantajosa quando comparamos com os valores de $A=0\%$, quando aplicadas taxas de atualização entre 3 e 12%.

Na Tabela 30 é possível verificar a diminuição da energia primária do edifício ao ser integrado um sistema PV, em 25% da cobertura disponível ($A=25\%$), a uma taxa de atualização de 3%.

Tabela 29 - Valor de energia primária antes e após implementação de PV, $A=25\%$ e $a=3\%$, setor residencial.

Consumo de energia elétrica (MWh)	Anterior à integração de PV	2,4
	Após integração de PV	1,5
Energia Primária (kWh/m²/ano)	Anterior à integração de PV	24,5
	Após integração de PV	14,7

A Figura 43 representa a curva de custo ótimo num cenário em que é considerado o regime de autoconsumo com venda do excedente de energia elétrica para o caso residencial.

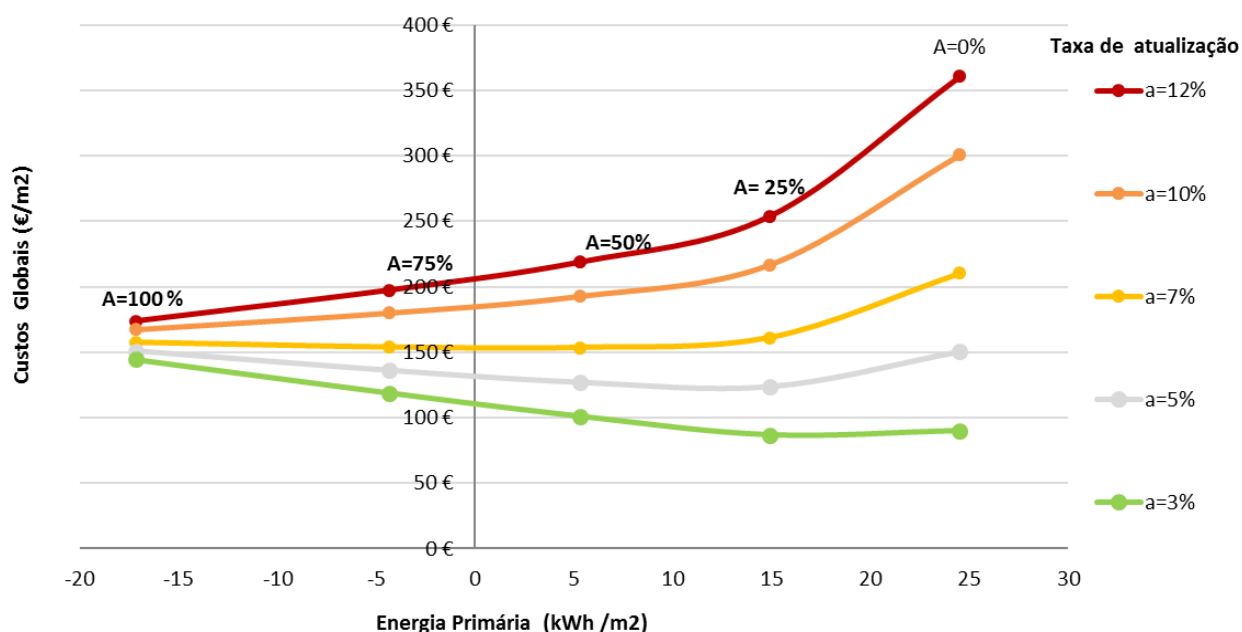


Figura 43 - Curva de custo ótimo com venda de energia à rede, setor residencial.

Neste cenário é possível compreender que o balanço de energia de compra e venda à rede também tem impacto na curva de custo-ótimo. Verifica-se um deslocamento da curva para a esquerda, sendo que para as áreas de 100% e 75% a energia primária do edifício passa a ser negativa. Para a área estudada de 50%, temos valores que se consideram dentro dos níveis de um nZEB, conforme Figura 7 do Capítulo 2.

O custo global deveria ser bastante mais elevado em sistemas de potências superiores, dado que os custos de investimento são custos muito elevados quando comparados com os sistemas de menor potência. No entanto, o custo atualizado de compra de energia à rede acaba por ter um peso maior e o proveito da venda de energia acaba por diminuir também o valor final dos custos globais. No caso em que a integração é feita em 100% da área disponível e utilizando uma taxa de atualização de 10% e 12%, existe um grande excedente de energia e o peso das taxas superiores

faz com que o custo atualizado de compra de energia seja também superior e relevante quando temos uma necessidade maior de comprar energia à rede.

Neste caso, a solução de custo ótimo passa pela integração de painéis solares em 25% da área disponível, a uma taxa de atualização de 3%, uma vez que é o ponto que se aproxima do nível de desempenho energético de um nZEB, 14,9 kWh/m²ano a um custo global de 87 €/m².

Na Tabela 30 é possível verificar a diminuição da energia primária do edifício tendo em conta este cenário.

Tabela 30 - Valor de energia primária antes e após implementação de PV, A=25% e a=3%, setor residencial.

Consumo de energia elétrica (MWh)	Anterior à integração de PV	2,4
	Após integração de PV	1,7
Energia Primária (kWh/m²/ano)	Anterior à integração de PV	24,5
	Após integração de PV	14,9

Foi também considerado o cenário em que existe um aumento dos preços da eletricidade de 2%/ano. Para este cenário, foi obtida a curva de custo-ótimo representada na Figura 44.

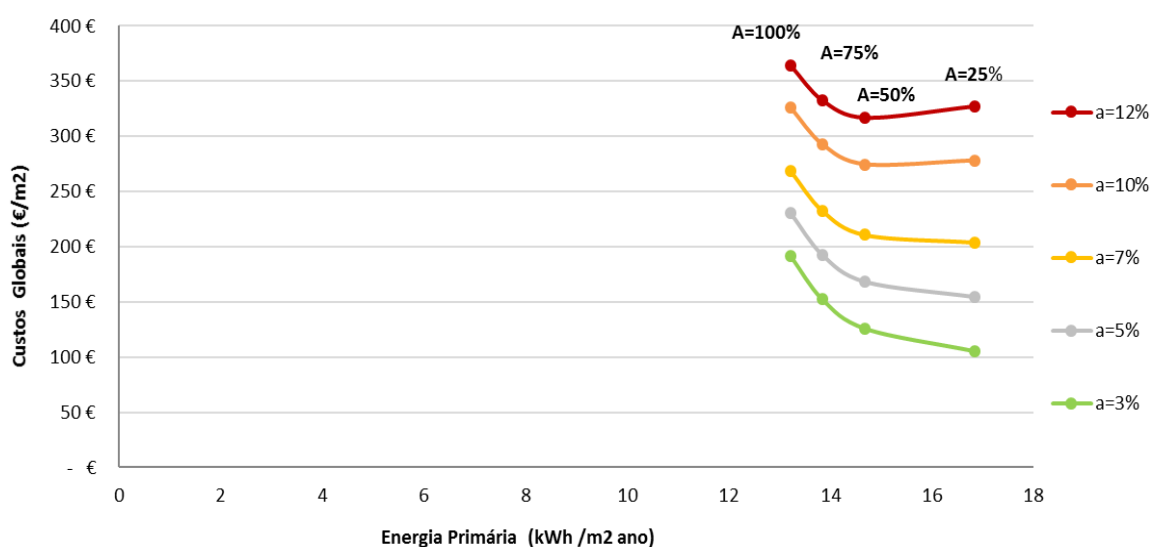


Figura 44 - Curva de custo-ótimo com aumento do preço de compra da eletricidade de 2% /ano, residencial.

Como esperado, também no caso residencial é possível verificar que o aumento do preço da energia elétrica de 2% ao ano, tem influência nos custos globais, sendo que estes aumentam significativamente quando comparados com os custos representados na Figura 42.

Capítulo 5 – Conclusões

Foram analisadas e comparadas diferentes potências de sistemas solares fotovoltaicos para atingir o balanço energético nulo e níveis de custo-ótimo em dois tipos de edifícios que representam o setor de serviços e o setor residencial. Estes fazem parte do parque de edifícios portugueses, tendo em conta o local do estudo, Rio Maior. Apesar dos resultados serem reconhecidos apenas para o local geográfico e o tipo de edifícios em estudo, é possível retirar algumas conclusões acerca do custo-ótimo da integração de PV *on-site* para melhorar o desempenho energético dos mesmos.

A utilização de FER é uma medida importante para atingir o nível de balanço energético pretendido e, conclui-se que, em particular se utilizarmos sistemas solares fotovoltaicos existe uma redução significativa do consumo de energia primária do edifício. De notar que, a solução de custo-ótimo difere caso seja feito o dimensionamento do sistema PV para um regime de autoconsumo sem a venda de energia elétrica excedente à rede ou para um regime de autoconsumo mais flexível em que existe venda de energia elétrica excedente à rede. Neste último, os valores do balanço energético vão ser inferiores e vão existir proveitos com a venda de energia, sendo o balanço dos custos inferior também.

No entanto, o impacto dos proveitos da venda sobre o balanço de custos não é significativo quando comparamos com o impacto da venda de energia no desempenho energético. Isto deve-se ao facto de que a remuneração da venda de energia é fixa em 0,05 €/kWh, o que quer dizer que a energia elétrica produzida pelo sistema PV é mais “barata” do que a energia que é necessário comprar à rede.

O custo global da implementação desta medida engloba vários encargos relativos à integração dos sistemas e é sensível a parâmetros de foro económico. Estes parâmetros são difíceis de prever, uma vez que o mercado financeiro é muito instável.

Neste sentido, a análise realizada permite concluir que a utilização de taxas de atualização mais baixas e custos de compra de energia superiores, levam a custos globais inferiores para a implementação dos sistemas PV.

Como conclusão, na Tabela 31 apresentam-se quais as melhores opções para investir na integração de PV nos dois casos de estudo, analisando a taxa de atualização mais baixa, 3%, e uma taxa de 10%. Num edifício de serviços e, no regime de auto-consumo, o custo-ótimo da implementação da tecnologia solar fotovoltaica é atingido na instalação máxima da cobertura disponível ($A=100\%$) em ambas as taxas de atualização. Desta forma, o melhor cenário será a aplicação de uma taxa de 3% na instalação de 100% PV. Se for considerada a venda de energia à rede já temos soluções diferentes para as taxas de atualização analisadas. Se for aplicada uma taxa de 3%, o custo ótimo é atingido na integração PV em 100% da área disponível, no entanto se for aplicada uma taxa de 10% torna-se mais interessante investir numa área superior à disponível, $A=130\%$.

Por outro lado, num edifício residencial, tem-se um diagrama de carga muito diferente e, sendo o consumo de energia elétrica inferior deverá ser utilizado um sistema PV com uma potência inferior e adequada ao consumo da residência. Nesta tipologia de edifícios, e no regime de auto-consumo sem venda à RESP, o custo-ótimo é alcançado na instalação de PV em 25% da cobertura disponível. Esta solução demonstra ser mais vantajosa com a aplicação de ambas as taxas de atualização. Desta forma, o melhor cenário seria a aplicação de uma taxa de 3% na instalação de 25% PV. Se for considerada a venda de energia à rede temos soluções diferentes para as taxas de

atualização analisadas. Se for aplicada uma taxa de 3%, o custo ótimo é atingido na integração PV em 25% da área disponível. Contudo se for aplicada uma taxa de 10% torna-se mais interessante investir na área total disponível, A=100%.

Tabela 31 – Síntese dos resultados obtidos.

		Edifício de Serviços		Edifício Residencial	
		Energia Primária (kWh/m ² ano)	Custo Global (€/kWh)	Energia Primária (kWh/m ² ano)	Custo Global (€/kWh)
Auto-consumo sem venda à RESP	a=3%	44,9	234,0	17,0	89,0
	a=10%	44,9	529,0	17,0	224,0
Auto-consumo com venda à RESP	a=3%	22,1	217,0	14,9	87,0
	a=10%	0,27	445,0	-17,2	167,0

Contudo, não é claro qual a taxa de atualização que deverá ser aplicada. Espera-se que este seja um parâmetro muito variável, difere de caso para caso. Numa perspectiva macroeconómica, a taxa inferior (a=3%) é a que tem maior interesse. Se for considerada a perspectiva microeconómica, a taxa de atualização depende de vários critérios, do investidor e do interesse do mesmo.

Os métodos utilizados têm diversas limitações entre as quais o facto de não ter sido considerada a utilização de baterias para armazenar o excedente de energia ao invés de ter sido considerada a venda à rede. As baterias são uma opção que poderá a vir ser considerada no futuro como a mais viável, uma vez que o preço atual das mesmas tem vindo a diminuir. Os tarifários poderão também ser alterados profundamente no futuro, facto evidenciado pelo leilão solar de 2019 que sugere uma redução substancial do preço da energia elétrica durante o período horário de maior radiação solar. Este seria um cenário com um impacto totalmente diferente nas soluções de custo-ótimo analisadas.

A metodologia de custo-ótimo é então uma ferramenta que permite avaliar diferentes tipos de medidas de eficiência numa “base de cálculo comum”, que poderá permitir a comparação entre vários países da Europa. Esta metodologia é por esse motivo importante para a definição do conceito de nZEB nos EMs e já tem é considerada como um requisito legislativo em alguns EMs e também como uma ferramenta para a viabilidade económica deste tipo de edifícios.

Deverão ser desenvolvidos mais estudos na variação das condições externas (consideradas como condições fronteiras num nZEB) nas soluções de custo-ótimo, de forma a existir uma metodologia capaz de englobar diferentes variações económicas (e não só) de todos os EMs.

Referências

- Aelenei, L., Paduos, S., Petran, H., Tarrés, J., Ferreira, A., Corrado, V., ... Murano, G. (2015). Implementing cost-optimal methodology in existing public buildings. *Energy Procedia*, 78, 2022–2027. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.11.197>
- Aguiar, R., Coelho, R., & Rodrigues, A. (2010). *Manual SolTerm*.
- Becchio, C., Dabbene, P., Fabrizio, E., Monetti, V., & Filippi, M. (2015). Cost optimality assessment of a single family house: Building and technical systems solutions for the nZEB target. *Energy and Buildings*, 90, 173–187. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2014.12.050>
- Brandão De Vasconcelos, A., Pinheiro, M. D., Manso, A., & Cabaço, A. (2016). EPBD cost-optimal methodology: Application to the thermal rehabilitation of the building envelope of a Portuguese residential reference building. *Energy and Buildings*, 111, 12–25. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.11.006>
- Building Performance Institute Europe (BPIE). (2015). Nearly Zero Energy Buildings definitions across europe. *Energy*, (april), 18–22. Retrieved from http://episcopes.eu/fileadmin/episcopes/public/docs/reports/EPISCOPE_SR1_NewBuildingsInTypologies.pdf%0Ahttp://bpie.eu/uploads/lib/document/attachment/128/BPIE_factsheet_nZEB_definitions_across_Europe.pdf
- Building Performance Institute Europe (BPIE). (2010). Nearly Zero Energy Buildings in Europe. *Energy*, (February), 18–22. Retrieved from http://bpie.eu/uploads/lib/document/attachment/128/BPIE_factsheet_nZEB_definitions_across_Europe.pdf
- Castro, R. (2011). *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica*. (I. Press, Ed.).
- Commission, E. (2018). Share of renewable energy in gross final energy consumption - Code: t2020_31. *Eurostat - Tables, Graphs and Maps Interface (TGM) Table*. Retrieved from http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=t2020_31&plugin=1
- Deng, S., Wang, R. Z., & Dai, Y. J. (2014). How to evaluate performance of net zero energy building - A literature research. *Energy*, 71(2014), 1–16. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.05.007>
- Diário da República. (2013). Decreto-Lei n.º 118/2013. *Diário Da República*, 159, 4988–5005.
- Diário da República. (2016). Finanças, Trabalho, Solidariedade E Segurança Social E Saúde. *Diário Da República*, 1, 1706–1707. Retrieved from <https://dre.pt/application/conteudo/74774858>
- Diário da República. (2019). Portaria n.º 349-B/2013 - Portaria n.º 98/2019, 1816–1818.
- Directive, T., & Performance, E. (2017). The Energy Performance. *Context*, (95), 1–6. <https://doi.org/10.1109/COMST.2018.2846401>
- Dunlop, S., & Roesch, A. (2019). EU - wide solar PV business models: guidelines for implementation Authors, (646554).
- EDP. (2018). Manual de Ligações à rede elétrica de serviço público Guia técnico e logístico de boas práticas. Retrieved from https://www.edpdistribuicao.pt/pt/profissionais/EDPDocuments/EDPDistribuição_Manual_Ligações_à_Rede_jun2018.pdf
- ERSE. (2015). Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços 2014.

- ERSE. (2016). Guia de Medição, Leitura E Disponibilização de Dados. Retrieved from http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais/Documents/SubRegulamentação/GMLDD_2016.pdf
- ERSE. (2017a). Tarifas e Preços. Retrieved July 1, 2018, from <http://www.erse.pt/>
- ERSE. (2017b). Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em 2017. Retrieved July 1, 2018, from <http://www.erse.pt/>
- ERSE. (2018). Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018, 2636–2638.
- EU. (2018). Energy performance of buildings and Directive 2012/27/EU on energy efficiency (Text with EEA relevance). *Official Journal of the European Union*, 156(75), 1–17. Retrieved from <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L0844&from=EN>
- European Comission. (2017). PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM. Retrieved September 20, 2019, from https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html
- European Comission. (2018). Energy Efficiency Buildings. Retrieved January 19, 2019, from <http://ec.europa.eu/>
- European Comission. (2019). Energy performance of buildings. Retrieved September 22, 2019, from <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/energy-performance-of-buildings/overview>
- European Energy Agency. (2015). Final energy consumption by sector and fuel (CSI 027/ENER 016). *European Energy Agency*. <https://doi.org/CSI 027/ENER 016>
- European Parliament; European Council. (2009). Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources. *Official Journal of the European Union*, 140(16), 16–62. https://doi.org/10.3000/17252555.L_2009.140.eng
- Eurostats. (2019). Renewable energy statistics Highlights, (January 2019), 1–15. Retrieved from https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics#Share_of_energy_available_from_renewable_sources_highest_in_Latvia_and_Sweden
- Feliciano, A. F. S. (2016). Convergência para NZEB de um grande edifício de serviços em Vila Nova de Gaia. Retrieved from <http://ezproxy.leedsbeckett.ac.uk/login?url=http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=edsrca&AN=rcaap.openAccess.10400.21.6742&site=eds-live&scope=site>
- Ferrara, M., Monetti, V., & Fabrizio, E. (2018). Cost-optimal analysis for nearly zero energy buildings design and optimization: A critical review. *Energies*, 11(6). <https://doi.org/10.3390/en11061478>
- Ferreira, M., Almeida, M., Rodrigues, A., & Silva, S. M. (2016). Comparing cost-optimal and net-zero energy targets in building retrofit. *Building Research and Information*, 44(2), 188–201. <https://doi.org/10.1080/09613218.2014.975412>
- Fragoso, R. (2015). O caminho para nZEB na Legislação Portuguesa.
- Fraunhofer Institute For Solar Energy Systems. (2019). Photovoltaics Report, (March).
- Guerreiro, C. (2016). Análise do consumo de energia no edifício da biblioteca de Rio Maior : simulação , desempenho energético e medidas de melhoria.
- International Renewable Energy Agency. (2018). Renewable Energy Statistics 2018, (June 2018), 1–350. Retrieved from www.irena.org

- Kurnitski, J. (2013). Cost Optimal and Nearly Zero-Energy Buildings (nZEB). <https://doi.org/10.1007/978-1-4471-5610-9>
- Kurnitski, J. (2019). Nearly Zero-Energy Building 's (nZEB) Definitions and Assessment Boundaries. <https://doi.org/10.1007/978-1-4471-5610-9>
- Lai, C. S., & McCulloch, M. D. (2016). Levelized Cost of Energy for PV and Grid Scale Energy Storage Systems, 1–11. Retrieved from <http://arxiv.org/abs/1609.06000>
- Ministério do Ambiente. (2014). Decreto-Lei n.º 153/2014. *Diário Da República - I Série, N.º 202*, 5298–5311. Retrieved from <https://dre.pt/application/file/58428682>
- Paduos, S., & Corrado, V. (2017). Cost-optimal approach to transform the public buildings into nZEBs: An European cross-country comparison. *Energy Procedia*, 140, 314–324. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.11.145>
- Parlamento Europeu. (2010). Directiva 2010/31/UE (reformulação). *Jornal Oficial Da União Europeia*, 13–35. https://doi.org/10.3000/17252601.L_2010.153.por
- PORDATA. (2018). Consumo de Energia Elétrica por Tipo de Consumo, 1. Retrieved from <https://www.pordata.pt/>
- Quality, U. (2018). PEPV - Polycrystalline.
- REN. (2017). Sistema de Informação de Mercados de Energia, Perfis de Consumo. Retrieved February 4, 2018, from <http://www.mercado.ren.pt/>
- Schmedtmann, J. (2018). FF Solar - Energias Renováveis. Retrieved June 25, 2018, from <http://www.ffiolar.com>
- Veiga, A. S. C. (2015). Metodologias para a classificação de edifícios de balanço de energia nulo (NZEB) aplicadas a um edifício residencial, 1–153.

Anexos

1. Tabela resumo da BPIE: indicação dos principais aspetos das definições nacionais NZEB na UE28 (e Noruega)

nZEB definition														
Country	Status of the definition	Main reference(s)	Year of enforcement		nZEB definition for new buildings							nZEB definition for existing buildings		
					EPBD scope of nZEB definition [1]	Numerical indicator	Maximum primary energy (kWh/m ² y)		Share of renewable energy	Other indicators	Status of the definition	Maximum primary energy (kWh/m ² y)		
			Public	Non-public			Residential buildings	Non-residential buildings				Residential buildings	Non-residential buildings	
Austria	✓	OIB Guidelines 6	1/01/2019	1/01/2021	✓ [7]	✓	160	170 (from 2021)	Minimum share proposed in the draft of OIB guidelines for all buildings	EP, CO ₂	✓	200	250 (from 2021)	
Belgium - Brussels	✓	Amended Decree of 21/12/2007	1/01/2015	1/01/2015	✓	✓	45	~90 [2]	✓ Qualitative	EP, OH	✓	54	~ 108 [2]	
Belgium - Flanders	✓	Regulation of 29/11/2013	1/01/2019	1/01/2021	✓	✓	30% PE [5]	40% PE [5]	✓ Quantitative [4]	EP, OH	Under development			
Belgium - Wallonia	Under development	Consolidated report to EC	1/01/2019	1/01/2019	✓	Under development			Quantitative	EP	Under development			
Bulgaria	Still to be approved	National nZEB Plan, BPIE study	1/01/2019	1/01/2021	✓	Still to be approved	~30-50	~40-60	Quantitative	EP	As for new buildings	~30-50	~40-60	
							Included in the calculation; building needs to comply with class A					Included in the calculation; building needs to comply with class A		
Croatia	✓	Regulation OG 97/14, National nZEB Plan	1/01/2019	1/01/2021	✓	✓	33-41 [3]	Under development	Minimum share in current requirements for all buildings	EP	ND			
Cyprus	✓	Decree 366/2014, Law 210(I)/2012	1/01/2019	1/01/2021	✓	✓	100	125	✓ Quantitative	EP	✓ As for new buildings	100	125	
Czech Republic	✓	Regulation 78/2013 Coll.	2016-2018 depending on size	2018-2020 depending on size	✓	✓	75-80% [2,5]	90% [5]	✓ Quantitative	EP, TS	✓ As for new buildings	75-80% [2,5]	90% [5]	
Denmark	✓	Building Regulations 2010	1/01/2019	1/01/2021	✓	✓	20	25	✓ Qualitative	EP, OH, TS	✓ As for new buildings	20	25	
Estonia	✓	Regulation 68:2012	1/01/2019	1/01/2021	✓ [7]	✓	50-100 [2]	90-270 [2]	✓ Qualitative		✗			
Finland	Under development	Consolidated report to EC	1/01/2018	1/01/2021	✓ [7]	ND			ND		ND			
France	Definition of Positive Energy Buildings under development [8]	Thermal Regulation 2012, National nZEB Plan	28/10/2011	1/01/2013	✓	✓	40-65 [2,3]	70-110 [2,3]	✓ Quantitative [4]	EP, OH, TS	✓	80 [3]	60% PE [2]	
Germany	Under development	KfW Efficiency House, National nZEB plan	1/01/2019	1/01/2021	✓	Under development	40% PE [5]		Minimum share in current requirements for all buildings	EP	Under development	55% PE [5]		
Greece	Under development	Law 4122/2013	1/01/2019	1/01/2021	ND	ND			Minimum share in current requirements for all buildings		Under development			
Hungary	Under development	Amended decree 7/2006, study by University of Debrecen	1/01/2019	1/01/2021	✓	Under development	50-72 [2]	60-115 [2]	✓ Quantitative	EP	Under development			
Ireland	✓	Draft definition in National nZEB Plan	1/01/2019	1/01/2021	✓	✓	45	~60% PE [5]	✓ Quantitative [4]	CO ₂	Under development	75-150		
Italy	Still to be approved (under publication)	Draft of the new EPBD decree	1/01/2019	1/01/2021	✓	Still to be approved	Included in the upcoming updated version of the National nZEB Plan [2,3]		Quantitative	EP, TS	✓ As for new buildings	Included in the upcoming updated version of the National nZEB Plan [2,3]		
Latvia	✓	Regulation 383/2013	1/01/2019	1/01/2021	✓	✓	95	95	✓ Quantitative	EP	✓ As for new buildings	95	95	
Lithuania	✓	Regulation STR 2.01.09 :2012	1/01/2019	1/01/2021	✓	✓	Included in the calculation; building needs to comply with class A++		✓ Quantitative	EP	✓ As for new buildings	Included in the calculation; building needs to comply with class A++		
Luxembourg	Details to be fixed	National nZEB Plan	1/01/2019	1/01/2021	✗ [6]	✓	Included in the calculation; building needs to comply with class A-A-A		✓ Qualitative	EP, CO ₂	ND			
Malta	Under development	National nZEB Plan	1/01/2019	1/01/2021	✓	Current values to be revised	40	60	Qualitative	EP	ND			
Netherlands	✓	National nZEB Plan	1/01/2019	1/01/2021	✓	✓	Included in the calculation; building needs to comply with energy performance coefficient = 0		✗	EP	ND			
Norway	Under development	Presentation by Research Centre on Zero Emission Buildings	1/01/2021	1/01/2021	✓	Under development			Minimum share in current requirements for all buildings	CO ₂ (main indicator), EP, TS	ND			
Poland	Under development	Consolidated report to EC	1/01/2019	1/01/2021	✓	Under development	60-75 [2]	45-70 [2]	✗		ND			
Portugal	Under development	Law 118/2013	1/01/2019	1/01/2021	✓	In current requirements for buildings			✗		ND			
Romania	✓	National nZEB Plan	1/01/2019	1/01/2021	✓	✓	93-217 [2,3]	50-192 [2,3]	✓ Quantitative	CO ₂	ND			
Slovakia	✓	Decree 364/2012	1/01/2019	1/01/2021	✗ [6]	✓	32-54 [2]	34-96 [2]	✓ Quantitative	EP	ND			
Slovenia	Still to be approved	Official Journal 17/14, National nZEB Plan	1/01/2019	1/01/2021	✓	Still to be approved	45-50 [2]	70	Under development	EP	Still to be approved	70-90 [2]	100	
Spain	Under development	Decree 235/2013	1/01/2019	1/01/2021	✓	Under development	Included in the calculation; it is foreseen that buildings will need to comply with class A		Minimum share in current requirements for all buildings	CO ₂ (main indicator)	Under development			
Sweden	Under development	National nZEB Plan	1/01/2019	1/01/2021	✓	Under development	30-75 [2,3]	30-105 [2,3]	✗		ND			
UK (England)	Details to be fixed	National nZEB Plan, presentation by Zero Carbon Hub	1/01/2018 (from 2016 for residential buildings) [9]	1/01/2019 (from 2016 for residential buildings) [9]	✓	✓	~ 44 [2]	ND	✓ Qualitative	CO ₂ (main indicator), EP, TS	ND			
							Included in the calculation; building will need to comply with carbon emissions = 0							

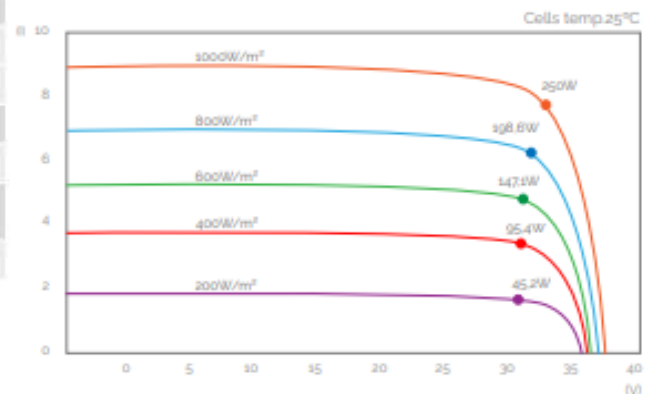
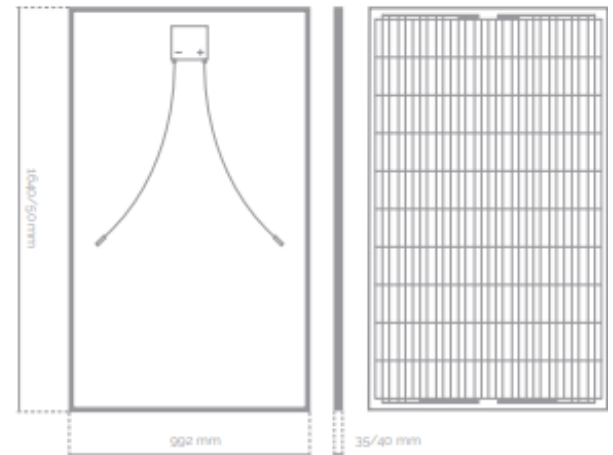
Table 1 – Cross-country overview of the main aspects related to national nZEB definitions in EU28 (and Norway)

LEGEND OF TABLE 1		
✓	definition included in an official document	✗ no definition available ND - no data
Other indicators: CO ₂ - Carbon emissions, EP - Envelope performance, OH - Overheating indicator, TS – Performance of technical systems		
[1]	For residential buildings, the EPBD takes into account the following energy services: heating, cooling, domestic hot water, air conditioning, and, for non-residential buildings, lighting is considered in addition	
[2]	Depending on the reference building	
[3]	Depending on the location	
[4]	Requirement depending on the RES measures adopted	
[5]	Maximum primary energy consumption defined as a percentage of the primary energy consumption (PE) of a reference building. In the Czech Republic, the non-renewable primary energy is considered instead of the primary energy	
[6]	No cooling for residential buildings	
[7]	Energy consumption of appliances is included in addition in the definition (both for residential and non-residential buildings)	
[8]	In the National nZEB Plan, BBC / "Bâtiments Basse Consommation" (buildings which comply with the Thermal Regulation 2012) are defined as buildings with an energy consumption close to zero, but it is foreseen that buildings will be positive energy buildings from 2020	
[9]	Apart from England, the targets for the other UK countries are different and expected to be reviewed. Northern Ireland is trying to promote the UK government's goal that all new homes should reach a zero carbon standard by 2016.	

2. Ficha técnica Módulo PEPV 250 - 270 W – Eurener

Technical features

Frame
Silver anodized aluminium 0.015 mm
Robust and resistant to corrosion
Built-in plug
Connection box
Sealed, robust and wide for heat dissipation
IP65 according to IEC 60529
Diodes by-pass built-in (3) for protection of the partial shading
Connector MC4 or compatible, easy and rapid connection
Cables 1 meter length and 4mm ² section
Reaction to Fire Class II (conformity to UNI 9177 norm)
Frontal
3.2 mm tempered glass
Textured, extra-clear with low iron content
Solar cells
60 cells polycrystalline silicon / 156x156 mm
Weight and dimensions
IL x Wl +/-4% mm
20 Kg 1640/50 x 992 x 35/40 mm



Electric data

Standard - All Black	PEPV 250	PEPV 255	PEPV 260	PEPV 265	PEPV 270
Nominal power, P _{mp}	250 W	255 W	260 W	265 W	270 W
Tolerance, P _{mp}	0 / +3%	0 / +3%	0 / +3%	0 / +3%	0 / +3%
Area of the module	1.62				
Module efficiency	15.43%	15.74%	15.95%	16.36%	16.67%
I _{sc}	8.89 A	8.76 A	8.82 A	8.98 A	9.12 A
U _{oc}	37.83 V	37.94 V	38.10 V	38.40 V	39.22 V
I _{mp}	8.17 A	8.37 A	8.47 A	8.58 A	8.62 A
U _{mp}	30.66 V	30.74 V	30.79 V	30.96 V	31.36 V
Maximum voltage	1000 V				
α I _{sc}	0.039% / °C				
β U _{oc}	-0.25% / °C				
γ P _{max}	-0.42% / °C				
Temperature range	-40°C to +85°C				
NOCT	44°C ± 2°C				

NOTE: Read the instruction manual of this product and follow the indications. Values are valid for 1000W/m², AM1.5 and cells temperature of 25°C. All the information of this brochure may be amended without notice by Eurener.